



Eingereichte Stellungnahmen im Rahmen des Vernehmlassungsverfahrens zur Revision Wasserrechtsgesetz (WRG, SR 721.80)

1. Kantone

- Nidwalden (NW)
- Uri (UR)
- Schaffhausen (SH)
- Schwyz (SZ)
- Basel-Stadt (BS)
- Appenzell Ausserrhoden (AR)
- Freiburg (FR)
- Jura (JU)
- Solothurn (SO)
- Aargau (AG)
- Tessin (TI)
- Waadt (VD)
- Zürich (ZH)
- Luzern (LU)
- Obwalden (OW)
- St. Gallen (SG)
- Glarus (GL)
- Thurgau (TG)
- Zug (ZG)
- Appenzell Innerrhoden (AI)
- Neuenburg (NE)
- Wallis (VS)
- Genf (GE)
- Graubünden (GR)
- Basel-Landschaft (BL)
- Bern (BE)



2. Politische Parteien

- Umweltfreisinnige St. Gallen
- FDP.Die Liberalen
- Bürgerlich-Demokratische Partei des Kantons Glarus BDP
- Grünliberale Partei Schweiz
- Christlichsoziale Volkspartei Oberwallis CSPO
- Christlichdemokratische Volkspartei CVP
- Grüne
- Sozialdemokratische Partei der Schweiz SP
- Bürgerlich-Demokratische Partei Graubünden BDP
- Sozialdemokratische Partei Oberwallis
- Schweizerische Volkspartei SVP

3. Gesamtschweizerische Dachverbände der Gemeinden, Städte und Berggebiete

- Schweizerische Arbeitsgemeinschaft für die Berggebiete SAB
- Fédération des Communes Valaisannes FCV
- Associazione dei Comuni Ticinesi AssCT
- Interessengemeinschaft Bündnerischer Konzessionsgemeinden IBK
- Urner Gemeindeverband
- Netzwerk Oberwalliser Berggemeinden NOB
- Schweizerischer Städteverband SSV
- AG Berggebiet

4. Gesamtschweizerische Dachverbände der Wirtschaft

- Schweizerischer Gewerkschaftsbund SGB
- Schweizer Bauernverband sbv
- Travailsuisse
- Schweizerischer Gewerbeverband SGV
- economiesuisse

5. Kommissionen und Konferenzen

- Regierungskonferenz der Gebirgskantone RKGK
- Konferenz Kantonaler Energiedirektoren EnDK
- Conférence des Présidents du District de Sierre
- Wettbewerbskommission WEKO

6. Elektrizitätswirtschaft

- Axpo Holding AG
- Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband SWV
- St. Gallisch-Appenzellische Kraftwerke SAK
- Swisspower AG
- Kraftwerke Zervreila AG KWZ
- SN Energie AG
- Swisselectric
- Swiss Small Hydro SSH
- AEK onyx
- Repower AG



- Elektrizitätswerk der Stadt Zürich ewz
- Groupe E SA
- Alpiq
- Industrielle Werke Basel IWB
- Société des Forces Electriques de La Goule
- Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE
- FMV SA
- Elektra
- Rheinkraftwerk Albrück-Dogern AG RADAG
- Engadiner Kraftwerke AG EKW
- Verband der Personalvertretungen der Schweizerischen Elektrizitätswirtschaft VPE
- BKW Energie AG
- Dachverband Schweizer Verteilnetzbetreiber DSV
- Kraftwerk Oberhasli AG KWO

7. Industrie- und Dienstleistungswirtschaft

- Fédération des Entreprises Romandes FER
- Verband Schweizerischer Elektro-Installationsfirmen VSEI
- Swissem
- Interessengemeinschaft Energieintensive Branchen IGEB
- Schweizerischer Ingenieur- und Architektenverein SIA
- Gruppe Grosser Stromkunden GGS
- scienceindustries
- Cem Suisse

8. Umwelt- und Landschaftsschutzorganisationen

- Pro Natura
- WWF
- ECO SWISS
- Stiftung Landschaftsschutz sl
- Schweizerischer Fischerei-Verband SFV
- Greenpeace Schweiz

9. Organisationen der Bereiche Cleantech, erneuerbaren Energien und Energieeffizienz

- InfraWatt
- Dachorganisation der Wirtschaft für erneuerbare Energien und Energieeffizienz AEE Suisse
- Swis cleantech

10. Weitere energiepolitische und energietechnische Organisationen

- Schweizerische Energie Stiftung SES
- Genossenschaft Ökostrom Schweiz

11. Gemeinden, Städte, Korporationen

- Gemeinde Saas-Fee
- Gemeinde Brig-Glis
- Gemeinde Rongellen
- Gemeinde S-chanf
- Gemeinde Saas-Balen
- Gemeinde Bever
- Municipalité de Lausanne
- Gemeinde Samnaun



- Korporation Uri
- Gemeinde Trin
- Gemeinde Churwalden
- Commune d'Orsieres
- Gemeinde Vals
- Gemeinde Filisur
- Gemeinde Andeer
- Gemeinde Donat
- Gemeinde Ferrera
- Gemeinde Zerne
- Gemeinde Glarus
- Commune de Bagnes
- Gemeinde Kippel
- Municipio de Rossa (GR)
- Gemeinde Saas-Grund
- Comune di Castaneda
- Gemeinde Gondo-Zwischbergen
- Gemeinde Ilanz/Glion
- Gemeinde Mels
- Vischnaunca Sagogn
- Gemeinde Isenthal
- Commune de Mont-Noble
- Einwohnergemeinde Raron
- Municipalité de St-Martin
- Comune di Blenio
- Gemeinde Brigels
- Comune di Onsernone
- Gemeinde Thusis
- Gemeinde Blatten
- Gemeinde Bonaduz
- Comune di Bregaglia
- Comune di Breggia
- Gemeinde Medel
- Gemeinde Oberems
- Gemeinde Obersaxen
- Gemeinde Splügen
- Gemeinde Tamins
- Comùn da Valsot
- Comune di Grono
- Comune di Lostallo
- Gemeinde Stalden
- Comune di Calanca
- Comune di Soazza
- Gemeinde Eisten
- Municipio del Borgo di Ascona
- Gemeinde Ernen
- Comune di Mesocco



- Comue di Cama
- Comune di Capriasca
- Gemeinde Ferden
- Associazione dei Comuni di Vallemaggia
- Geimende Saas-Almagell
- Gemeinde Surses
- Commune d'Évolène
- Gemeinde Gampel-Bratsch
- Commune d'Evionnaz
- Commune Hérémente
- Municipalite de Vernayaz
- Gemeinde Visp
- Vereinigung der Walliser Städte VWS
- Association des communes concédantes du Valais ACC
- Gemeinde Binn
- Gemeinde Embd
- Gemeinde Leuk
- Gemeinde Naters
- Gemeinde Obergoms
- Gemeinde Safiental
- Region Stalden
- Commune d'Ayent
- Commune de Martigny-Combe
- Einwohnergemeinde Ried-Brig
- Municipalité de Salvan
- Schweizerischer Gemeindeverband SGV
- Gemeinde Täsch
- Association des communes du Val d'Hérens
- Commune de Vex
- Commune Anniviers
- Comune di Busengo (GR)
- Commune de Finhaut
- Gemeinde Goms
- Municipalité de Trient
- Commune de Champéry

12. Weitere Vernehmlassungsteilnehmende

- Schweizerische Bundesbahnen SBB
- Handelskammer beider Basel HKBB
- Centre Patronal
- Fédération Romande des consommateurs
- Vereinigung Oberwalliser Präfekten und Vize Präfekten



CH-6371 Stans, Dorfplatz 2, Postfach 1246, STK

Eidgenössisches Departement für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Frau Bundespräsidentin Doris Leuthard
Kochergasse 6
3003 Bern

Telefon 041 618 79 02
staatskanzlei@nw.ch
Stans, 22. August 2017

Landwirtschafts- und Umweltdirektion. Revision Wasserrechtsgesetz. Vernehmlassung

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin

Sie haben uns mit Schreiben vom 22. Juni 2017 die Möglichkeit gewährt, uns zum Entwurf für die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes (insbesondere neues Wasserzinsmaximum ab 1. Januar 2020) vernehmen zu lassen. Nach Einsicht in die Unterlagen äussern wir uns gerne wie folgt:

1 ZUSAMMENFASSUNG

Wir erachten eine zeitliche und inhaltliche Koordination der Ausgestaltung des neuen Wasserzinsmaximums mit dem neuen marktnäheren Modell für den Strommarkt (Art. 30 Abs. 5 EnG) im Grundsatz für geboten und zweckmässig. In diesem Sinne begrüessen wir eine Übergangsregelung. Deren Dauer ist aber nicht an eine konkrete Jahreszahl, sondern an die Inkraftsetzung des neuen Marktmodells zu knüpfen, denn nur dies gewährleistet eine echte Koordination zwischen dem Wasserzins- und Strommarktmodell.

Hingegen lehnt wird die unterbreitete Hauptvariante strikte ab, weil diese keinen problembezogenen Beitrag zur Korrektur der Verwerfungen im schweizerischen Strommarkt leistet und auf einer in wesentlichen Aspekten verfehlten Ursachenanalyse beruht. Die vorgeschlagene Hauptvariante würde zudem auf eine ungerechtfertigte Giesskannensubvention hinauslaufen. Auch würde sie im Ergebnis dazu führen, dass die Wasserkraftkantone die vom Volk mit dem neuen Energiegesetz beschlossene und auf den 1. Januar 2018 in Kraft gesetzte Marktprämie mit Wirkung ab dem 1. Januar 2020 indirekt kompensieren. Bemerkenswert am Vernehmlassungsvorschlag ist sodann, dass der Bund von allen anderen (Eigentümer, Konsumenten, Wasserkraftkantone) ein Entgegenkommen verlangt, welches er für sich selber aber strikte zurückweist, obwohl er die Wasserkraft zum zentralen Pfeiler der EST-2050 erklärt hat. Die vorgeschlagene Hauptvariante setzt schliesslich einen psychologischen „Anker“ zu setzen, um das Wasserzinsmaximum in einem späteren Schritt erneut zu senken. Dieses Vorgehen ist weder sachlich noch politisch gerechtfertigt und wird von uns zurückgewiesen. Wir sind nicht bereit, „die Übergangslösung als vorbereitende Anpassung vor einer langfristigen Lösung zu sehen“, wie dies im Erläuternden Bericht ausgeführt wird (EB, Ziff. 1.3).

Die vorerwähnten Argumente sprechen grundsätzlich auch gegen punktuelle Wasserzinssenkungen (Alternativvariante). Im Sinne der mit den Elektrizitätsgesellschaften gepflegten partnerschaftlichen Politik sind wir aber bereit, Unterstützungsmassnahmen zu prüfen, wenn Kraftwerkbetreiber bzw. ihre Eigner bei der Vermarktung des in spezifischen Wasserkraftwerken produzierten Stroms nachweislich gravierende Schwierigkeiten haben. Bei einer solchen Unterstützung muss aber zwingend folgender Grundsatz gelten: „Wer über die Marktprämie hinaus eine Unterstützung beanspruchen will, muss vollständige Transparenz gewährleisten!“. Zudem sind die eingeräumten Erleichterungen an das wasserzinsberechtigten Gemeinwesen zurückzuzahlen, wenn die Gesellschaften wieder Gewinne erzielen (Stundung). In diesem Sinne verschliessen wir uns einer Übergangsregelung mit punktuellen (einzelfallweisen) und an klare Voraussetzungen geknüpfte Wasserzinsreduktionen nicht generell.

Aussergewöhnlich ist schliesslich, dass ein Aspekt zur Diskussion gestellt wird, der erklärermassen nicht Gegenstand der Vorlage bildet. Für uns ist offensichtlich, dass mit der konsultativen Präsentation des flexiblen Modells und den in diesem Zusammenhang erwähnten „indikativen“ Zahlen die erst noch zu führende Diskussion zum neuen Modell für das Wasserzinsmaximum präjudiziert werden soll. Genausogut hätten bereits heute verschiedene Modell für das neue Strommarktdesign in Konsultation gegeben werden können. Ein künftiges Modell für das Wasserzinsmaximum kann aber ohne Kenntnis des künftigen Marktmodells nicht seriös beurteilt werden. Das Vorgehen erachten wir als unkoordiniert. Auf eine konkrete Modelldiskussion kann sich die RKGK erst einlassen, wenn die Ausgestaltung des neuen Strommarktmodells (Art. 30 Abs. 5 nEnG) bekannt ist. Wir verzichten deshalb aus grundsätzlichen Überlegungen im gegenwärtigen Zeitpunkt auf eine nähere Stellungnahme zum präsentierten flexiblen Modell. Wir halten aber bereits heute in aller Deutlichkeit fest, dass sich jedes künftige Modell in jedem Fall zumindest auf folgenden Eckpunkten als Grundlagen abstützen muss: Eine vollständige Datentransparenz seitens der Elektrizitätsgesellschaften und Aufsichtsbehörden gegenüber den Kantonen sowie die Erfassung und Darstellung der gesamten mit der Wasserkraft erzielbaren Wertschöpfung. Allfällige Vorschläge zur Solidarisierung des Wasserzinses durch Erhebung eines Netzzuschlages, wie sie von Dritter Seite teilweise zur Diskussion gestellt werden, lehnen wir als verfassungswidrig und systemfremd ab. Insgesamt muss das künftige Modell für das Wasserzinsmaximum die Anreize so setzen, dass Gemeinden und Kantone auch künftig noch bereit sind, Konzessionen zu verleihen.

2 GRUNDSÄTZLICHES

2.1 Was ist der Wasserzins?

Der Wasserzins ist der *Preis* für die den Konzessionären (Kraftwerksgesellschaften) in der Regel für 80 Jahre *exklusiv* überlassene *Nutzung der Wasserkraft*. Die Pflicht zur Bezahlung des Wasserzinses entsteht mit dem Erwerb der Konzession durch den Konzessionär. Dieses Entgelt für die Einräumung eines Sondervorteils gilt rechtlich als Kausalabgabe. Ähnliche Entgelte für die Nutzung einer der Sachherrschaft des Gemeinwesens unterstehenden Ressource bestehen beispielsweise bei Steinbrüchen, bei der Kiesgewinnung sowie bei anderen Nutzungen öffentlicher Gewässer (Wärmegewinnung, Kühlzwecke, Bewässerungen usw.).

Entgegen weitverbreiteter Fehlauffassung ist der Wasserzins also weder eine Subvention noch eine Steuer, sondern ein Ressourcenpreis (rechtlich: Kausalabgabe). Wir lehnen deshalb Vorschläge ab, welche den Wasserzins zu einer Subvention oder Steuer wandeln möchten, was beispielsweise dann der Fall wäre, wenn der Wasserzins, wie dies teilweise bereits propagiert worden ist, über einen Netzzuschlag finanziert werden soll (ähnlich der „Kostendeckenden Einspeisevergütung“). Der Netzzuschlag ist rechtlich eine Ausgleichsabgabe mit besonderem Verwendungszweck. Bei einer Finanzierung des Wasserzinses aus dem Netzzuschlag würde dieser (und damit auch der Wasserzins) zu einer Zwecksteuer mutieren. Hierfür mangelt es jedoch an einer Grundlage in der Bundesverfassung. Diese Vorschläge erweisen sich daher nicht nur als sachfremd, sondern insbesondere auch als verfassungswidrig.

2.2 Woher stammt das Wasserzinsmaximum?

Ende des 19. Jahrhunderts gelang es erstmals, den Strom über weite Distanzen zu transportieren. Das Interesse an der Nutzung der Wasserkraft nahm dadurch schlagartig zu. Die aufstrebende Industrie im Mittelland sowie der Eisenbahnbau wollten mit günstigem Strom versorgt werden. Damit entstand ein Spannungsfeld zwischen der Elektrizitätserzeugung zu möglichst günstigen Preisen einerseits und den Einnahmen der öffentlichen Hand aus der Gewässerhoheit andererseits. Aus Angst davor, dass die Wasserkraftnutzung durch zu hohe Wasserzinse und durch andere Leistungen erheblich behindert werden könnte, beschloss das Parlament, eine Preisobergrenze für den Wasserzins einzuführen. Das Wasserzinsmaximum ist somit eine *staatlich reglementierte* Preisobergrenze zugunsten der Förderung der Industrialisierung und der Elektrifizierung des Landes. Das erste bundesrechtliche Wasserzinsmaximum wurde im Jahre 1916 in Anlehnung an die bis dahin in den Kantonen üblichen Wasserzinspreise festgelegt. Mit der Hinnahme dieser Einschränkung hat das Berggebiet einen grossen Beitrag zugunsten der Entwicklung der Schweizer Industrie und der Industriestandorte geleistet. Im Gegenzug konnten die Berggemeinden und -kantone Einnahmen generieren, um Erschliessungen zu realisieren und eine wirtschaftliche Entwicklung voranzutreiben. Das Wasserzinsmaximum gründet somit auf einem Interessenausgleich zwischen den Eigentümern der natürlichen Ressource Wasserkraft und der Schweizer Volkswirtschaft.

2.3 Der Wert des Wassers hat sich stark gewandelt

Der Wert des Wassers bzw. der Wasserkraft hat sich im vergangenen Jahrhundert in verschiedener Hinsicht stark gewandelt. Die energiewirtschaftliche Qualität der verschiedenen Arten der mit der Wasserkraft erzeugten elektrischen Energie hat sich stark verfeinert. Die Bedeutung von wertvoller Spitzenenergie sowie von hochpreisigen Ökostromprodukten bilden diesbezüglich bloss zwei Beispiele. Weiter werden der Landschaftsverbrauch und die Umweltveränderungen heute wesentlich sensibler beurteilt, als zu Beginn des 20. Jahrhunderts. Der Schutz von Landschaften und Landschaftselementen sowie die möglichst erneuerbare Stromproduktion sind heute öffentliche Interessen, die zwischenzeitlich in Verfassung und Gesetz Eingang gefunden haben. Bezeichnend ist in diesem Zusammenhang auch, dass der Bund aus dem Wasserzins einen „Landschaftsrappen“ einbehält, um Gemeinwesen zu entschädigen, welche die Wasserkraft nicht nützen können, weil deren Landschaft unter nationalem Schutz steht (Art. 49 Abs. 1 und Art. 22 WRG). Ferner ist die Stromproduktion aus Wasserkraft, seit jeher *das* Rückgrat für die Versorgungssicherheit unseres Landes. Mit der vom Volk am 21. Mai 2017 beschlossenen EST-2050 und dem damit beschlossenen schrittweisen Ausstieg aus der Kernkraft hat die Bedeutung der Wasserkraft noch zusätzlich an Bedeutung gewonnen. Nebst der reinen Teuerung ist der Wert des Wassers im letzten Jahrhundert somit auch aus verschiedenen anderen, gewichtigen Gründen deutlich gestiegen. Der Preis von gegenwärtig CHF 110.–/kW_{brutto} ist deshalb absolut gerechtfertigt.

2.4 Starker Abbau von Arbeitsplätzen

Die Wassernutzungskonzessionen sind von den Berggemeinden und -kantonen auch deshalb erteilt worden, weil die Elektrizitätsgesellschaften die Schaffung von Arbeitsplätzen versprochen haben. Entsprechende Stellen sind anfänglich auch entstanden. Durch die Digitalisierung und weitere Rationalisierungsmassnahmen sind aber viele Arbeitsplätze, welche für den Betrieb der Kraftwerke erforderlich waren, gestrichen und/oder ausgelagert worden. Die Kraftwerke in den Alpen werden heute von den Konzernzentralen in Zürich, Baden, Olten oder Bern aus gesteuert. Der Unterhalt der Kraftwerke erfolgt zu einem guten Teil durch mobile Equipen oder Lieferanten bzw. externe Partner und nicht mehr durch fest angestellte Mitarbeitende vor Ort. Dasselbe gilt auch für den Netzbereich. Die Bedeutung der Elektrizitätsgesellschaften als Arbeitgeber in den Talschaften und damit ein wichtiger Gegenwert für die erteilten Konzessionen hat sich deshalb im Laufe der Zeit stark relativiert.

2.5 Mit dem Wasserkraftstrom werden Erträge erzielt

Die RKGK hat - gemeinsam mit den beiden Wasserkraftkantonen Aargau und Bern - bei der renommierten Beratungsfirma BHP - Hanser und Partner AG, Zürich, eine Studie zu den „Historischen Erträgen der Wasserkraft“ erstellen lassen, welche Ihnen im Rahmen der Stellungnahme der RKGK zugestellt wird. Die Ergebnisse können in Kurzform wie folgt zusammengefasst werden:

- **Immer Gewinne geschrieben:** Im Betrachtungszeitraum 2000 bis 2015 hat die Elektrizitätsbranche als Ganzes mit der Wasserkraft Gewinne geschrieben, unabhängig von den auch in früheren Phasen bereits tiefen Marktpreisen und dem bestehenden Wasserzinsystem. Diese Gewinne variierten zwischen einem und vier Rappen pro Kilowattstunde für den Schweizer Markt und den Aussenhandel, wobei sie in den letzten Jahren tendenziell gesunken sind. Darin nicht berücksichtigt sind Zuschläge für die höhere Wertigkeit der Wasserkraft und die Systemdienstleistungen. Auch für die kommenden Jahre dürfte sich – sofern der Markt nicht vollständig geöffnet wird – an der Ertragslage wenig ändern. Der Grossteil der Gewinne entfällt auf den Schweizer Markt, d.h. sie wurden dadurch erwirtschaftet, dass die gemäss StromVG an Verteilnetzbetreiber gebundenen Konsumenten Elektrizitätspreise bezahlt haben, welche deutlich über den Produktionskosten der analysierten Partnerwerke lagen. Sofern die Teilliberalisierung des Schweizer Elektrizitätsmarkts aufrechterhalten wird, ist nicht davon auszugehen, dass die Gewinne in diesem Geschäftsfeld deutlich abnehmen. Zunehmende Schwierigkeiten bei anhaltend tiefen Marktpreisen haben vor allem diejenigen EVU zu erwarten, welche über wesentliche Anteile an Eigenproduktion ohne entsprechende Kunden im gebundenen Markt verfügen. Dies ist zwar eine klare Minderheit aller Unternehmen, es handelt sich dabei aber um sehr grosse Unternehmen.
- **Nutznussung mehrheitlich bei Aktionären:** Wird die Gewinnverwendung der Branche betrachtet, so kann festgestellt werden, dass das Entgelt aus Wasserzinsen seit 2003 mit Ausnahme von zwei Jahren deutlich unterhalb der Dividendenzahlungen an die öffentliche Hand lag. In der Mehrheit der betrachteten Geschäftsjahre haben die Eigentümerkantone somit deutlich höhere Erträge erwirtschaftet als die Wasserkraftkantone.
- **Konstante Produktionskosten:** Die Produktionskosten (Rp./kWh) sind in den letzten 15 Jahren relativ konstant geblieben. Zwar wurden die Wasserzinsen erhöht, im Gegenzug dazu haben die Produktionsunternehmen jedoch von sinkenden Kapitalmarktsätzen profitiert, womit die höheren Wasserzinsen mehr als kompensiert wurden. Interessanterweise hat das gebundene Kapital nicht wesentlich abgenommen. Dies ist ein Hinweis darauf, dass in den letzten Jahren bei vielen Kraftwerken Reinvestitionen vorgenommen wurden. Aufgrund des Investitionszyklus und im Hinblick auf die Heimfälle (die Mehrheit davon in den nächsten 15 bis 30 Jahren) ist davon auszugehen, dass beim Bestand der Wasserkraftwerke das gebundene Kapital in den nächsten Jahrzehnten eher abnimmt und so eine weitere Entlastung auf der Zins- und Abschreibungsseite ein-treten sollte.

2.6 Vollständige Datentransparenz als zentrales Element

Beim derzeit geltenden Modell des Wasserzinses mit einem pauschalen Maximalpreis melden die Konzessionäre den Kantonen lediglich die Jahresproduktion des Wasserkraftwerkes, worauf der im Produktionsjahr geschuldete Wasserzins ermittelt wird. Hingegen müssen die Konzessionäre und die dahinterstehenden Eigner keinerlei Daten über die Gestehungskosten und die mit dem produzierten Wasserkraftstrom erzielten Erlöse (Wertschöpfung) offenlegen. Sowohl ein Wechsel des Wasserzinsmodells hin zu einem Modell mit Ressourcenrente als auch eine punktuelle Wasserzinsreduktion als einzelfallweise Unterstützungsmassnahme würden als zentrales Gegenstück zwingend die Offenlegung dieser Daten bedingen. Denn namentlich eine Ressourcenrente ist nur auf Basis vollständiger Datentransparenz seitens der Elektrizitätsunternehmen und, subsidiär, der Aufsichtsbehörden in fairer Weise umsetzbar. Die derzeitige Informations-Asymmetrie zwischen dem Konzessionär und seinen Eignern einerseits und den Kantonen und Gemeinden andererseits ist bei der Umsetzung allfälliger neuer Modelle deshalb zwingend und vollständig auszugleichen.

3 ÜBERGANGSREGELUNG FÜR DAS WASSERZINSMAXIMUM (Art. 49 Abs. 1 und 1 bis)

3.1 Koordination zwischen neuem Wasserzinsmaximum und neuem Marktmodell sachgerecht

Der Bundesrat muss der Bundesversammlung bis 2019 den Entwurf für ein neues „marktnäheres“ Strommarktmodell unterbreiten (Art. 30 Abs. 5 nEnG¹). Deshalb ist die Bundesverwaltung daran, entsprechende Grundlagen aufzuarbeiten, die kommendes Jahr in die Vernehmlassung gesendet werden sollen. Das künftige Marktmodell bildet die Grundlage für die Ausgestaltung des künftigen Wasserzinsmodells. Eine seriöse Stellungnahme zu einem neuen Modell für das Wasserzinsmaximum wäre in Unkenntnis des neuen Marktmodells nicht möglich gewesen. Deshalb erachten wir die nun vorgeschlagene zeitliche und inhaltliche Koordination mit dem neuen Marktmodell im Grundsatz für geboten und sachgerecht.

3.2 Die vorgeschlagene Übergangsregelung wird aber strikte abgelehnt

Der in den Vernehmlassungsunterlagen konkret unterbreitete Vorschlag für die Übergangsregelung lehnen wir aber strikte ab, weil es aus nachfolgenden Gründen weder sachlich noch politisch gerechtfertigt ist, das derzeitige Wasserzinsmaximum zu senken:

3.2.1 Verfehlte Ursachenanalyse führt zu verfehltem Vorschlag als Hauptvariante

Im Erläuternden Bericht (EB) zur Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes (WRG) werden die Vorgänge dargelegt, die den internationalen und nationalen Energiemarkt und die Preisentwicklungen beeinflussen und zu einem vollkommen verzerrten Elektrizitätsmarkt geführt haben. Es sind dies zum weit überwiegenden Teil politische Entscheide oder eben unterlassene politische Entscheide. Entsprechend ist es verfehlt zu behaupten, der Wasserzins untergrabe die Wettbewerbsfähigkeit und die Substanz der Wasserkraft. Der Wasserzins gehört nicht zu den Ursachen dieser Entwicklungen und deshalb ist es im Zusammenhang mit der Ursachenbekämpfung falsch, beim Wasserzins ansetzen zu wollen und die Wasserkraftkantonen den Preis für den Ausgleich der Marktverzerrungen bezahlen zu lassen.

Zentrale Aufgabe des Bundesrates sowie des Bundesparlaments ist deshalb dafür zu sorgen, dass der völlig verzerrte Elektrizitätsmarkt künftig so geordnet wird, dass die Wasserkraft wieder über gleichlange Spiesse im Wettbewerb verfügt. Nötig ist hierzu eine Kosten-Wahrheit für alle Stromerzeugungsarten und als Folge davon eine Internalisierung der bisher nicht eingepreisten externen Kosten. Realpolitisch ist dies ein anspruchsvolles und wohl auch längerdauerndes Unterfangen, weil mehrere EU-Länder ihre eigenen Produktionsformen durch offene und versteckte protektionistische Massnahmen schützen. Es ist deshalb nicht nachvollziehbar, weshalb die Schweiz ihre saubere und erneuerbare Wasserkraft nicht ebenfalls für solange schützt, bis am europäischen Markt tatsächlich mit gleichlangen Spiessen gekämpft wird.

3.2.2 Inakzeptabler Präjudizierungsversuch

Wie vorstehend erwähnt, verlangt Artikel 30 Absatz 5 nEnG vom Bundesrat die Ausarbeitung eines „marktnahen Modells“ für den nationalen Strommarkt. Im Umkehrschluss ist somit auch der Souverän der Ansicht, dass das gegenwärtige Marktsystem *marktfremd* ist. Entsprechend kann ein neues Modell für das Wasserzinsmaximum - je nach konkreter Ausgestaltung - bestenfalls mit der Annäherung an den Markt begründet werden, sofern und soweit das neue Strommarktdesign zu mehr Markt führt, nicht aber die vorgeschlagene Übergangsregelung. Es

¹ 1 Art. 30 Abs. 5 des neuen EnG lautet:

„Der Bundesrat unterbreitet der Bundesversammlung bis 2019 einen Erlassentwurf für die Einführung eines marktnahen Modells bis spätestens zum Zeitpunkt des Auslaufens der Unterstützungen für das Einspeisevergütungssystem“. Das Einspeisevergütungssystem läuft bis am 31. Dezember des fünften Jahres nach Inkrafttreten des neuen Energiegesetzes, also voraussichtlich bis zum 31. Dezember 2022.

ist deshalb verfehlt und auf der Basis einer korrekt interpretierten Ursachenanalyse nicht folgerichtig, wenn der Bundesrat ausführt, die Übergangsregelung sei *„als vorbereitende Anpassung vor einer langfristigen Lösung zu sehen, welche in Zukunft durch die Flexibilisierung des Wasserzinses sichergestellt werden soll“* (Ziff. 1.3 des EB). Dieser Schluss ist, auf Basis der heutigen Erkenntnisse, nicht statthaft.

Mit genau derselben Begründung hätte der Bundesrat auch „indikative“ Vorschläge für das künftige Marktdesign in Vernehmlassung senden können, zumal bereits zahlreiche entsprechende Vorschläge in und ausserhalb der Bundesverwaltung analysiert und diskutiert worden sind. Dies hat er aber - im Gegensatz zum Modell für den Wasserzins - wohlweislich unterlassen.

Bevor also über eine Änderung des gegenwärtig geltenden Wasserzinsmaximums entschieden werden kann, müssen eine vollständig transparente Datengrundlage und das neue Strommarktmodell vorliegen. Erst und nur dann kann nämlich über die Notwendigkeit und allfälligerweise über das sachgerechte Ausmass von Anpassungen am Wasserzinsmodell befunden werden.

Der in den Vernehmlassungsunterlagen präsentierte Vorschlag für die Übergangsregelung erweckt den Eindruck, dass der Bundesrat ungeachtet der markt- bzw. preisgestaltenden Wirkung aus einem künftigen Marktmodell bereits heute der festen Ansicht ist, dass das künftige Wasserzinsmaximum erheblich gesenkt werden müsse. Eine objektiv nicht belastbare vorgefasste Meinung als Grundlage für die vorgeschlagene Übergangsregelung zu verwenden, ist unsachlich und für uns nicht akzeptabel.

3.2.3 Inkonsistente Argumentation des Bundesrates

Vorschläge zur raschen Stärkung der Wasserkraft sind vom Bundesrat in der Junisession 2017 als unzulässige wirtschaftspolitische Massnahme bekämpft worden. Es gehe nicht an, gewisse Unternehmen zu entlasten und dies unter Belastung der Haushalte und KMU. Bundespräsidentin Leuthard führte als zuständige Departementsvorsteherin im Namen des Bundesrates diesbezüglich wörtlich was folgt aus:

„Wir sind nicht da, um Unternehmen zu retten. Wir sind nicht primär da, um Fehlentscheide von Managements durch den Steuerzahler zu schützen. Wir sind nicht dazu da, um hohe Kredite, die viele Rechnungen belasten, jetzt vom Bund her zu lösen. Das sind primär unternehmerische Aufgaben. Man ist auch dran und hat die Unternehmen neu organisiert. Das ist am Laufen. Deshalb meine ich effektiv, dass der Antrag Wasserfallen dieses Problem nicht auf die lange Bank schieben will. Er sagt, dass wir, wie die Kommission das vorhatte, hier etwas tun müssen, dass es aber nicht nur wirtschaftspolitisch für die Unternehmen begründet sein kann. Es muss auch energiepolitisch und für die Konsumenten, die diese Preise zu bezahlen haben, stimmen. Es muss eine nachhaltige Lösung sein“ (Amtliches Bulletin, Nationalrat Sommersession 2017, Zweite Sitzung, 30.05.17, 08h00; Geschäft 16.035).

Auf die Frage von Nationalrat Beat Jans, ob das UVEK zur Schaffung von Transparenz bereit sei, bei allen Wasserkraftwerken der Schweiz eine Anfrage durchzuführen und zu verlangen, dass die Zahlen offengelegt werden, antwortete die Departementsvorsteherin namens des Bundesrates was folgt:

„Wir haben keine rechtlichen Grundlagen, um so etwas zu tun. Ich kann doch nicht sagen, jetzt müssen mir alle Unternehmen ihre Bilanzen und ihre Buchhaltung offenlegen. Sie dürfen das freiwillig tun. Sie gehen jetzt einfach davon aus, alle Wasserkraftwerke seien fast nahe am Konkurs. Ich kann das nicht bestätigen, ich kann es aber auch nicht widerlegen. Wir haben - das hat Ihre Subkommission seinerzeit gemacht, Herr Nationalrat Grunder hat sie geleitet - gewisse anonymisierte Daten über die Kosten der Wasserkraft erhalten. Sie waren anonymisiert - ob das alles stimmt, können wir nicht nachprüfen, denn der Bund, der Staat hat nicht das Recht, Einblick in privatrechtliche Unternehmen zu erhalten und alle Details zu verlangen; es ist nicht möglich. Die Eigentümer - sprich Kantone, Gemeinden - könnten das tun, aber die Daten wurden uns bislang nicht zur Verfügung gestellt. Deshalb ist die Datenlage unvollständig, da stimme ich mit Ihnen überein. Aber wir können nicht

einfach, nur weil es spannend wäre, von den Unternehmen jetzt die Bilanzen verlangen und Details darüber, was wie hohe Kosten verursacht, was rentiert und was nicht rentiert. Deshalb glaube ich, bevor man den Unternehmen unter die Arme greifen sollte - das wurde auch mal diskutiert -, sollte man verlangen, dass sie ihre Zahlen offenlegen. (...) (Amtliches Bulletin, Nationalrat Sommersession 2017, Zweite Sitzung, 30.05.17, 08h00; Geschäft 16.035).

Das Bundesamt für Energie hat mit Briefen vom 27. Juni 2017 inzwischen eine Umfrage bei allen Kraftwerkunternehmungen eingeleitet, um an entsprechende Daten zu gelangen. Bedauerlicherweise beschränkt sich die Umfrage alleine auf die Kostenseite und klammert die Ertragsseite vollständig aus. Auch die Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) vertritt in ihrem Bericht zuhanden der UREK des Nationalrates, worin sie die Finanzlage der Elektrizitätsunternehmungen analysiert, die Ansicht, dass auch die Erlösseite in die Rentabilitätsbetrachtungen mit einzubeziehen ist (vgl. Artikel „Malt die Strombranche zu schwarz?“ in der NZZ vom 08. Juli 2017).

Obwohl also der Bundesrat im Nationalrat wirtschaftspolitische Massnahmen abgelehnt hat, obwohl seitens des Bundesrates eine Verantwortung des Staates zur Rettung von Unternehmen abgelehnt wird und obwohl der Bundesrat darlegt, über keine belastbaren Datengrundlagen zur Rentabilitätssituation der Wasserkraftwerke zu verfügen, schlägt er drei Wochen nach der Debatte im Nationalrat in den vorliegend zu beurteilenden Vernehmlassungsunterlagen eine Senkung des Wasserzinsmaximums als Übergangsregelung vor. Dies mit der Begründung, dass es „über die Marktprämie hinaus eine Entlastung der Betreiber“ benötige (Ziff. 1.3 des EB). Dieses Vorgehen ist inkonsistent und wir empfinden es als Affront; im Ergebnis würde eine wirtschaftspolitische Massnahme nun durch die Hintertüre eingeführt - neu mit dem Unterschied, dass diese sich nun einfach einseitig und allein zulasten der Berggemeinden und -kantone auswirken würde und der Bund, die übrigen Kantone und alle übrigen Stakeholder von der Lastentragung im Gegenzug gänzlich befreit bleiben würden. Weshalb mit der vorgeschlagenen Wasserzinssenkung wirtschaftspolitische Massnahmen plötzlich gerechtfertigt sein sollen, nachdem sie nur drei Wochen zuvor vehement abgelehnt worden sind, lässt sich jedenfalls nicht sachlich erklären und ist entsprechend auch nicht nachvollziehbar.

Die vom Bundesrat vorgeschlagene Übergangsregelung beim Wasserzins steht somit im Widerspruch zu seiner eigenen Haltung, die er nur drei Wochen vor Eröffnung der Vernehmlassung im Nationalrat vertreten hat. Deshalb fordern wir den Bundesrat mit Nachdruck auf, eine konsistente und verlässliche Haltung einzunehmen. Die vorgeschlagene Wasserzinssenkung, die zudem explizit auch noch als „vorbereitende Anpassung im Hinblick auf die langfristige Lösung“ dienen soll, obwohl die Grundlagen für die künftige Ausgestaltung des Marktes noch gar nicht vorliegen, ist nichts anderes als eine wirtschaftspolitische Massnahme, wie sie vom Bundesrat in der Junisession noch vehement bekämpft worden ist.

3.2.4 Ungerechtfertigte Giesskannensubvention

Der Bundesrat bestätigt im EB, dass rund 50 Prozent der Wasserkraftproduktion in der Grundversorgung abgesetzt wird, wo bekanntlich das sogenannte Gestehungskostenprinzip gilt, bei dem *sämtliche Kosten gedeckt* werden. Deshalb hat dieser Teil der Wasserkraft per Definition gar keine Rentabilitätsprobleme und benötigt somit auch keine Wasserzinssenkung. Dementsprechend erweist sich die für die Übergangsregelung vorgeschlagene Hauptvariante zu mindestens 50 Prozent als unnötige Giesskannensubvention. Auch unter diesem Gesichtspunkt mangelt es der vorgeschlagenen Hauptvariante an einer sachlichen und politischen Notwendigkeit. Die im EB für die Hauptvariante und gegen eine differenzierte Betrachtung der unterschiedlichen Marktverhältnisse ins Feld geführten Vollzugsprobleme (Ziff. 1.3 EB) vermögen jedenfalls nicht ernsthaft eine Giesskannensubvention zu rechtfertigen.

3.2.5 Indirekte Kompensierung der Marktprämie durch die Wasserkraftkantone

Am 21. Mai 2017 hat das Volk das neue Energiegesetz (nEnG) als erstes Massnahmenpaket zur Umsetzung der Energiestrategie 2050 (EST-2050) angenommen. Das nEnG enthält eine Marktprämie für Grosswasserkraftwerke, die den Beweis erbringen, dass sie mit Rentabilitätsproblemen kämpfen (Verlust-Nachweis). Für die Unterstützung dieser Werke werden bei den Konsumenten 0,2 Rp./kWh erhoben, womit jährlich rund CHF 120 Millionen zur Verfügung stehen. Zudem sind diese Werke von der Durchschnittspreismethode befreit, was eine zusätzliche Entlastung bedeutet².

Die vom Bundesrat vorgeschlagene Wasserzinssenkung würde nun aber im Ergebnis zu einer teilweisen Kompensation der bei den Konsumenten erhobenen Abgabe von 0.2 Rp/kWh führen. Von einer solchen Massnahme war vor der Abstimmung keine Rede. Das Stimmvolk hat der EST-2050 im Bewusstsein dieser Zusatzbelastung zugestimmt und damit zum Ausdruck gebracht, dass es bereit ist, diese Zusatzbelastung zu tragen. Mit der vorgeschlagenen Wasserzinssenkung soll dieser Volksentscheid gemäss Vorschlag des Bundesrates bereits einen Monat nach der Abstimmung durch die Hintertüre zu Lasten der Wasserkraftkantone umgestossen werden. Dieses Vorgehen ist staatspolitisch bedenklich und nicht tolerierbar.

3.2.6 6Opfersymmetrie - fehlende Beteiligung des Bundes

Bemerkenswert am Vernehmlassungsvorschlag ist sodann, dass sich der Bund bei der Lösung der Rentabilitätsprobleme in keiner Weise selber beteiligt und dies obwohl die Wasserkraft der zentrale Pfeiler der EST-2050 bildet. Mit anderen Worten: Der Bund verlangt von allen anderen (Eigentümer, Konsumenten, Wasserkraftkantone) ein Entgegenkommen, welches er für sich selbst aber strikte zurückweist. Dies ist inakzeptabel. Wenn Teile der Schweizer Wasserkraft tatsächlich mit politisch bedingten Rentabilitätsproblemen zu kämpfen haben, muss sich im Sinne einer echten Opfersymmetrie zwingend auch der Bund mit eigenen Mitteln an der Problemlösung beteiligen. Will der Bund somit an seinem Vorschlag für die Übergangsregelung festhalten, fordern wir, dass er konkrete und wirksame Vorschläge unterbreitet, wie auch er sich mit eigenen Mitteln im Sinne einer Opfersymmetrie dort, wo ausgemachter Handlungsbedarf besteht (d.h. im Einzelfall für allfällig notleidende Elektrizitätsunternehmen), beteiligt. Dauer der Übergangsregelung

Die vorgeschlagene Übergangsregelung ist bis Ende 2022 befristet. Folglich rechnet der Bundesrat fest mit dem verbindlichen Inkrafttreten des neuen Strommarktmodells per 1. Januar 2023. Dies kann der Fall sein, muss es aber nicht. Die Erarbeitung eines neuen Marktmodells ist komplex und die Beratungen darüber werden erfahrungsgemäss kontrovers ausfallen und viel Zeit beanspruchen. Der Gesetzgebungsprozess beim StromVG und bei der EST-2050 sind diesbezüglich zwei Schulbeispiele. Es sei auch daran erinnert, dass der Bundesrat in der Junisession noch verlauten liess, dass er für das neue Marktmodell über verschiedene Ansätze verfüge und im Ergebnis soweit sei, dass die Ergebnisse im Herbst 2017 vertieft seien. Einem Rundschreiben vom 20. Juni 2017 des Bundesamtes für Energie ist dann aber bereits zu entnehmen, dass erst Ende Sommer 2018 mit einer Vernehmlassungsvorlage für ein neues Marktdesign zu rechnen sei⁴. Folgerichtig ist es, zusammenfassend deshalb angezeigt, die Dauer der Übergangsregelung nicht an eine konkrete Jahreszahl, sondern an die Inkraftsetzung des neuen Marktmodells zu knüpfen. Nur dies gewährleistet eine echte Koordination.

3.3 Zusammenfassung

Gestützt auf die vorstehenden Erwägungen **beantragen** wir die derzeitige Wasserzinsregelung bis zum Inkrafttreten des marktnahen Modells gemäss Art. 30 Abs. 5 nEnG zu verlängern:

Änderung von Art. 49 Abs. 1, erster Satz:

¹ Der Wasserzins darf **bis zum Inkrafttreten des marktnahen Modells gemäss Artikel 30 Absatz 5 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG)** jährlich 110 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung nicht übersteigen. (...)

Änderung von Art. 49 Abs. 1^{bis}:

Aufheben.

4 ALTERNATIVVARIANTE FÜR DIE ÜBERGANGSREGELUNG (Art. 49 Abs. 1 und 1^{bis})

4.1 Einleitung

Der EB zur Teilrevision - nicht aber auch der konkret vorgelegte Gesetzestext - enthält für die Übergangsregelung einen Alternativvorschlag. Diesem entsprechend soll es nur punktuelle Wasserzinsreduktionen für klar defizitäre Kraftwerke geben, wobei als Voraussetzung die Marktprämienberechtigung für Grosswasserkraftwerke gemäss Artikel 30 nEnG herangezogen werden könne.

4.2 Grundsätzliche Haltung

Die oben in Kapitel III. enthaltenen Erwägungen zur verfehlten Ursachenanalyse (Ziff. III./B./1.), zum inakzeptablen Präjudizierungsversuch (Ziff. III./B./2.), zur inkonsistenten Argumentation (Ziff. III./B./3.), zur mangelnden Beteiligung des Bundes (Ziff. III./B./5.) und zur nicht sachgerecht geregelten Geltungsdauer der Übergangsregelung (Ziff. III./B./7.) gelten gleichermaßen auch für die Alternativvariante, weshalb ausdrücklich darauf verwiesen wird. Vor diesem Hintergrund besteht grundsätzlich auch keinerlei sachliche und politische Notwendigkeit für punktuelle Wasserzinssenkungen. Auch die EICom gelangt in ihrer Analyse vom 26. Juni 2017 zuhanden der UREK des Nationalrates zum Schluss, dass allfällige Unterdeckungen von den Gesellschaften getragen werden können und auch sollen.

4.3 Alternativvariante nur unter klaren Bedingungen

Im Sinne der mit den Elektrizitätsgesellschaften gepflegten partnerschaftlichen Politik waren und sind wir bereit, Unterstützungsmassnahmen zu prüfen, wenn eine Gesellschaft nachweislich Schwierigkeiten hat. Deshalb verschliessen wir uns einer Übergangsregelung mit punktuellen (einzelfallweisen) Wasserzinsreduktionen nicht generell. Dabei muss aber folgender zwingender Grundsatz gelten: „Wer über die Marktprämie hinaus eine Unterstützung beanspruchen will, der muss vollständige Datentransparenz gewährleisten“. In diesem Sinne konkretisieren wir den Alternativvorschlag des Bundesrates mit folgenden zwingenden und kumulativ zu erfüllenden Bedingungen (Anspruchsvoraussetzungen):

1. Die Prüfung einer punktuellen Wasserzinsreduktion erfolgt nur dann, wenn eine Marktprämie ausgerichtet wird;
2. Die Berechnung der punktuellen Wasserzinsreduktion erfolgt nur unter vorangehender vollständiger Anrechnung der ausgerichteten Marktprämie;

3. Die punktuelle Wasserzinsreduktion wird ausschliesslich auf dem nachweislich am Markt abgesetzten Wasserkraftstrom gewährt (nicht auch auf dem in der Grundversorgung abgesetzten Wasserkraftstrom);
4. Zusätzlich zu den für die Ausrichtung der Marktprämie geltenden Kriterien haben die Gesuchsteller und Gesuchstellerinnen vollständige Transparenz zur Kosten- und Erlösseite zu gewährleisten;
5. Auf der Kostenseite werden keine Eigenkapital-Verzinsungen akzeptiert;
6. Die Eigner der Kraftwerkgesellschaft haben einen Dividendenverzicht zu erklären;
7. Die Eigner der Kraftwerkgesellschaft haben sich in zumutbarer Weise an der Problemlösung zu beteiligen;
8. Die punktuelle Wasserzinsreduktion wird gewährt, soweit dies zur Deckung der Geste-hungskosten des einzelnen Kraftwerkes erforderlich ist, maximal jedoch im Umfange von CHF 10.00/kW_{brutto} (Senkung von CHF 110/kW_{brutto} auf CHF 100/ kW_{brutto});
9. Die punktuelle Wasserzinsreduktion erfolgt in Form einer Stundung, d.h. die entspre-chende Kraftwerkgesellschaft muss die erhaltene Reduktion zurückzahlen, wenn sie wie-der Gewinn erzielt;
10. Der Bund muss sich seinerseits mit eigenen Mitteln an der Unterstützung des entspre-chenden Kraftwerkes beteiligen.

4.4 Antrag zur Konkretisierung der Alternativvariante

Gestützt auf die vorstehenden Erwägungen stellen wir nachstehenden Antrag zur Konkretisierung des vom Bundesrat unterbreiteten Alternativvorschlags. Die Unterstützungen des Bundes sind von diesem noch zusätz-lich auf Gesetzesebene zu regeln. Zudem ist auch noch zu prüfen, ob einzelne Bestimmungen allenfalls auch auf Verordnungsebene verankert werden können:

Änderung von Art. 49 Abs. 1, erster Satz:

¹ Der Wasserzins darf **bis zum Inkrafttreten des marktnahen Modells gemäss Artikel 30 Absatz 5 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG)** jährlich 110 Franken pro Kilowatt Bruttoleis-tung nicht übersteigen. (...)

Änderung von Art. 49 Abs. 1^{bis}, 1^{ter} und 1^{quater}(neu):

^{1bis} Bis zum Inkrafttreten des marktnahen Modells gemäss Artikel 30 Absatz 5 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG) wird der Wasserzins jährlich um CHF 10 Franken pro Kilo-watt Bruttoleis-tung, höchstens aber bis zur Deckung der Geste-hungskosten, gesenkt, wenn die Betreiber von Gross-wasserkraftanlagen im Sinne von Art. 30 Absatz 1 und 2 EnG bzw. ihre Eigner den Nachweis erbringen, dass die Geste-hungskosten der Elektrizität aus diesen Anlagen trotz Anrechnung der Marktprämie ge-mäss Art. 26 EnG sowie nach Abzug einer Eigenkapital-Verzinsung, nach einem Dividendenverzicht und nach zumutbaren Stützungs-massnahmen der Eigner sowie nach Unterstützungen des Bundes nicht gedeckt werden können.

^{1ter} Verkaufen die Betreiber bzw. ihre Eigner im Sinne von Art. 30 Absatz 1 und 2 EnG die Elektrizität aus den Anlagen am Markt wieder über den Geste-hungskosten ist die gewährte Reduktion gemäss Absatz 1^{bis} an den Bund und die Kantone zurückzuzahlen. Letztere verteilen die Rückzahlungen nach Mass-gabe ihres Rechts anteilmässig auf die wasserzinsberechtigten Gemeinwesen.

^{1 quater} Der Bundesrat regelt die Einzelheiten, insbesondere:

- a. die Anforderungen an die vollständige Übersicht über die Geste-hungskosten der Elekt-rizität der be-troffenen Anlagen sowie über die mit dieser erzielten Erlöse;
- b. die vom Gesuchsteller für den Dividendenverzicht zu erfüllenden Kriterien;
- c. die Kriterien für zumutbare Stützungs-massnahmen der Gesellschaftseigner;
- d. die Ausgestaltung der Stundungsbedingungen;
- e. die Unterstützungen des Bundes.

5 ERMÄSSIGUNG WASSERZINS BEI GEWÄHRUNG VON INVESTITIONSBEITRÄGEN (Art. 50a)

Dieser Teil der vorgeschlagenen WRG-Teilrevision geht auf die Motion der UREK-S vom 26. August 2014 zurück (14.3668). Der Vorschlag zur kompletten Wasserzinsbefreiung im Falle einer Gewährung von Investitionsbeiträgen gemäss EnG gründet auf dem Gedanken, dass die verleihenden Gemeinwesen keinen Wasserzins erhalten sollen, wenn das Kraftwerk nur dank Investitionshilfen aus dem entsprechenden Netzzuschlag realisiert werden kann. Wir lehnen diesen Vorschlag nicht grundsätzlich ab. Der vorgeschlagene komplette Wasserzinsverzicht für die Baufrist und während 10 Jahren ab Inbetriebnahme des Werkes hat aber den gravierenden Mangel einer nicht nötigen Starrheit an sich, sowohl bezüglich des Verzichtumfangs als auch bezüglich dessen Dauer.

Die vorgeschlagene Regelung ist nicht sachgerecht und verunmöglicht eine Gleichbehandlung der Kraftwerke. Zum einen bewirken die Massnahmen (Neuanlage, erhebliche Erweiterung, erhebliche Erneuerung) unterschiedliche Leistungserhöhungen. Zum andern werden sowohl die Investitionen der Kraftwerke als auch die Höhe der ausgerichteten Investitionshilfen sehr unterschiedlich ausfallen. Es ist eine gesetzliche Grundlage zu schaffen, die massgeschneiderte Lösungen zulässt. Zusammenfassend unterbreiten wir deshalb folgenden Gegenvorschlag:

Änderung von Art. 50a:

¹ Bei Wasserkraftwerken, für die ein Investitionsbeitrag nach Art. 26 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG) ausgerichtet wird, gelten die folgenden Ermässigungen:

- a) Für eine Neuanlage (Art. 24 Abs. 1 Bst. b Ziff. 1 EnG): Eine Ermässigung des Wasserzinses, die sich bezüglich Umfang und Dauer aufgrund der getätigten Investition, dem erhaltenen Investitionsbeitrag und der gesamten Bruttoleistung richtet. Bezüglich Dauer ist eine maximale Befreiung während der für den Bau bewilligten Frist und während 10 Jahren ab der Inbetriebnahme möglich. Bezüglich Umfang kann der Wasserzins teilweise oder gänzlich ermässigt werden.
- b) Für eine erhebliche Erweiterung einer bestehenden Anlage (Art. 24 Abs. 1 Bst. b Ziff. 2 EnG): Eine Ermässigung des Wasserzinses richtet sich nach den Kriterien gemäss Buchstabe a, wobei ausschliesslich die zusätzliche Bruttoleistung massgebend ist.
- c) Für eine erhebliche Erneuerung einer bestehenden Anlage (Art. 24 Abs. 1 Bst. b Ziff. 2 EnG): Eine Ermässigung des Wasserzinses richtet sich nach den Kriterien gemäss Buchstabe a, wobei die zusätzliche Bruttoleistung nur dann mitberücksichtigt wird, wenn eine solche erfolgt.

² Sinngemässe Ermässigungen gelten auch für die besonderen Steuern nach Artikel 49 Absatz 2.

6 GRENZKRAFTWERKE - ABSTIMMUNG IM INTERNATIONALEN VERHÄLTNIS (Art. 7 und Art. 49 Abs. 1 letzter Satz)

Gemäss Ausführungen im EB bewirkt dieser Vorschlag keine materielle Änderung zum geltenden Recht (Ziff. 1.2 in fine). Damit mangelt es der vorgeschlagenen Anpassung eigentlich an der fundamentalen Voraussetzung für eine Gesetzesrevision. Es ist auch nicht ersichtlich, wo der Nutzen der vorgeschlagenen Gesetzesänderung liegen soll. Wir lehnen den unterbreiteten Vorschlag nicht grundsätzlich ab, **verlangen aber in der Botschaft klarere Aussagen zum nachweislichen Nutzen des Revisionsvorschlages. Zugleich behaften sie den Bund bei seiner Aussage, dass diese Teilrevision keinerlei materielle Änderung zum geltenden Recht, namentlich im Verhältnis zu den betroffenen Kantonen, hat. Auch diesbezüglich ist eine explizite Zusicherung in der Botschaft des Bundesrates erwünscht.**

7 BERECHNUNG DER BRUTTOLEISTUNG (Art. 51 Randtitel und Abs. 1)

Da dieser Teil des Revisionsvorschlages eine bloss sprachliche Präzisierung enthält, haben wir **keine Bemerkungen**.

8 VII. FLEXIBILISIERUNG DES WASSERZINSMAXIMUMS (Konsultativbefragung)

8.1 Unkoordiniertes Vorgehen

Wie bei Ziff. II./A. einleitend erwähnt, ist eine seriöse Stellungnahme zu einem neuen Modell für das Wasserzinsmaximum in Unkenntnis des neuen Modells für den Strommarkt nicht möglich. Wir erachten es deshalb auch nicht für adäquat, im Erläuternden Bericht (EB) ein konkretes Modell für die Flexibilisierung des Wasserzinsmaximums zu präsentieren, obwohl dieses ganz explizit nicht Teil der Vorlage bildet.

Mit genau denselben Gründen hätten auch Vorschläge für das künftige Marktmodell unterbreitet und einer „Konsultation“ unterbreitet werden können, zumal auch diesbezüglich verschiedene Modelle bereits verwaltungsintern und -extern andiskutiert worden sind. Das Vorgehen ist umso unverständlicher, als vom Bundesrat in der Junisession wiederholt und mit Nachdruck darauf hingewiesen worden ist, dass es eine *Gesamtschau* benötige, um konsistente Lösungen zu finden.

8.2 Unhaltbarer Versuch zur Schaffung eines Präjudizes

Es ist für uns deshalb offensichtlich, dass mit der Präsentation des flexiblen Modells und der in diesem Zusammenhang erwähnten „indikativen“ Zahlen die erst noch zu führende Diskussion zum neuen Modell für das Wasserzinsmaximum präjudiziert werden soll. Die als Übergangsregelung vorgeschlagenen Senkung auf CHF 80.--/kW_{brutto} dient - aus dieser Betrachtung - einzig dem Zweck, einen psychologischen „Anker“ zu setzen, um das Wasserzinsmaximum dann von einer bereits reduzierten Basis aus in einem nochmaligen, gleichgrossen Schritt auf letztlich CHF 50.--/kW_{brutto} (Sockel) zu senken.

In unseren vorstehenden Erwägungen zum Hauptvorschlag haben wir aber eingehend dargelegt, dass bereits die als Übergangsregelung vorgeschlagenen Senkung des Wasserzinsmaximums auf CHF 80.--/kW_{brutto} unter mehreren Aspekten sachlich nicht gerechtfertigt ist und allerhöchstens *einzelfallweise*, an *klare Anspruchsvoraussetzungen* geknüpfte Wasserzinsenkungen in Frage kommen können. Entsprechend sind wir auch in keiner Weise bereit, „die Übergangslösung als vorbereitende Anpassung vor einer langfristigen Lösung zu sehen“, wie dies im EB ausgeführt wird (EB, Ziff. 1.3).

Gestützt auf die vorstehenden Erwägungen, weil das Modellbeispiel nicht Gegenstand der heutigen Vorlage bildet und weil ein künftiges Modell für das Wasserzinsmaximum nicht ohne Kenntnis des künftigen Marktmodells seriös beurteilt werden kann, verzichten wir im gegenwärtigen Zeitpunkt auf eine nähere Stellungnahme zum präsentierten flexiblen Modell für das Wasserzinsmaximum. Auf eine Stellungnahme können wir uns erst einlassen, wenn die Ausgestaltung des neuen Strommarktmodells bekannt ist. Wir halten aber bereits heute fest, welche Eckpunkte als Grundlagen ein künftiges Modell zwingend mitberücksichtigen sind:

ZWINGENDE ECKPUNKTE FÜR EIN KÜNFTIGES WASSERZINSMODELL

- Das Modell muss die gesamte jeweils mögliche Wertschöpfung abbilden, die mit der Wasserkraftnutzung erzielt werden kann (z.B. Einbezug von Erlösen aus Systemdienstleistungen, Zertifikaten, Kapazitätszuschlägen sowie Handelsprodukten, wie Intraday-Handel u.a.). Nur dann ist nämlich wirklich gewährleistet, dass die Wasserkraftkantone in fairer

Weise an der sogenannten Ressourcenrente partizipieren. Mit anderen Worten reicht es in keiner Weise aus, die Ressourcenrente alleine von einem Börsenpreis abhängig zu machen.

- Die Kraftwerkgesellschaft bzw. deren Eigner sind zur vollständigen Transparenz zu verpflichten, d.h. sie haben gegenüber den Kantonen bezüglich Kosten und Erlöse mindestens folgende Angaben zu machen:
 1. Bekanntgabe der tatsächlich turbinieren Wassermengen und der detaillierten Turbinierungsstunden jeweils per Ende Jahr auf einer öffentlich zugänglichen Internetseite (Homepage);
 2. Nachweis der Gestehungskosten unter Ausklammerung von Eigenkapital-Renditen und Dividenden. Allfällige Overheadkosten sind plausibel nachzuweisen;
 3. Bekanntgabe, wie die im Kraftwerk produzierte Elektrizität in welchen Märkten (SDL-Markt sowie künftig andere Märkte) eingesetzt wurde und welche Erträge dadurch erzielt worden sind;
 4. Bekanntgabe, welcher Anteil des in der Anlage produzierten Stroms als Ökostrom und mit welchem Erlös verkauft worden ist;
 5. Bekanntgabe, wieviel Strom aus der betreffenden Anlage im geschlossenen Markt abgesetzt worden ist bzw. welcher Anteil dem Kraftwerk zugerechnet wird;
 6. Bekanntgabe, welche Handelsgewinne erwirtschaftet wurden und welche auf den Einsatz bzw. das Vorhandensein des Kraftwerks zurückzuführen sind.
- Die Behandlungen dieser Daten durch die Kantone untersteht der Vertraulichkeit analog dem Steuerrecht.
- Die Datentransparenz muss - zu Plausibilierungs- und anderweitig vollzugsseitig begründeten Zwecken - zusätzlich, zumindest aber subsidiär, unter Einbezug von staatlichen Aufsichtsbehörden wie die ECom sichergestellt werden können.
- Das Modell darf keinerlei Wälzung des Wasserzinses über einen Netzzuschlag vorsehen;
- Das Modell ist so zu gestalten, dass Gemeinden und Kantone auch künftig noch bereit sind, Konzessionen zu verleihen.

Wir danken Ihnen, wenn Sie diese Argumente bei Ihren weiteren Arbeiten berücksichtigen.

Freundliche Grüsse
NAMENS DES REGIERUNGSRATES

Yvonne von Deschwanden
Landammann



lic. iur. Hugo Murer
Landschreiber

Geht an:

- revision-wrg@bfe.admin.ch



GS / UVEK
29. AUG. 2017
Nr.

Landammann und Regierungsrat des Kantons Uri

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr,
Energie und Kommunikation (UVEK)
Bundeshaus Nord
Kochergasse 10
3003 Bern

Revision des Wasserrechtsgesetzes, Wasserzinsregelung nach 2019; Vernehmlassung

Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 22. Juni 2017 haben Sie uns die Unterlagen zur Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes zur Vernehmlassung zugestellt.

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit zur Stellungnahme. Gerne äussern wir uns dazu wie folgt:

Die Regierungskonferenz der Gebirgskantone (RKGK) hat sich eingehend mit der vorgelegten Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes befasst und eine Stellungnahme dazu erarbeitet. Der Kanton Uri unterstützt die Position der RKGK und schliesst sich deren Vernehmlassungsantwort vollumfänglich an. Der Kanton Uri verzichtet deshalb auf eine detaillierte Stellungnahme.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme.

Altdorf, 25. August 2017



Im Namen des Regierungsrats

Der Landammann

Der Kanzleidirektor

Beat Jörg

Roman Balli

Beilage

- **Stellungnahme der RKGK zur Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes vom August 2017**



DIE GEBIRGSKANTONE

Regierungskonferenz der Gebirgskantone
Conférence gouvernementale des cantons alpins
Conferenza dei governi dei cantoni alpini
Conferenza da las regenzas dals chantuns alpins

Frau Bundespräsidentin
Doris Leuthard
Vorsteherin UVEK
Kochergasse 6
3003 Bern

Chur, den 28. August 2017

Entwurf für die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes

Stellungnahme

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Sie haben uns mit Schreiben vom 22. Juni 2017 die Möglichkeit gewährt, uns zum Entwurf für die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes (insbesondere neues Wasserzinsmaximum ab 1. Januar 2020) vernehmen zu lassen. Nach Einsicht in die Unterlagen nimmt die Regierungskonferenz der Gebirgskantone (RKGK), bestehend aus den Kantonen Uri, Obwalden, Nidwalden, Glarus, Graubünden, Tessin und Wallis, gerne wie folgt Stellung:

I. ZUSAMMENFASSUNG

Die RKGK erachtet eine zeitliche und inhaltliche Koordination der Ausgestaltung des neuen Wasserzinsmaximums mit dem neuen marktnahen Modell für den Strommarkt (Art. 30 Abs. 5 EnG) *im Grundsatz* für geboten und zweckmässig. In diesem Sinne begrüsst sie eine Übergangsregelung. Deren Dauer ist aber nicht an eine konkrete Jahreszahl, sondern an die *Inkraftsetzung des neuen Marktmodells* zu knüpfen, denn nur dies gewährleistet eine echte Koordination zwischen dem Wasserzins- und Strommarktmodell.

Hingegen lehnt die RKGK die vom Bundesrat unterbreitete Hauptvariante strikte ab, weil diese keinen problembezogenen Beitrag zur Korrektur der Verwerfungen im schweizerischen Strommarkt leistet und auf einer in wesentlichen Aspekten verfehlten Ursachenanalyse beruht und weil sich der Bundesrat damit stark widersprüchlich verhält. Die vorgeschlagene Hauptvariante würde zudem auf eine ungerechtfertigte Giesskannensubvention hinauslaufen. Auch würde sie im Ergebnis dazu führen, dass die Wasserkraftkantone die vom Volk mit dem neuen Energiegesetz beschlossene und auf den 1. Januar 2018 in Kraft gesetzte Marktprämie mit Wirkung ab dem 1. Januar 2020 indirekt kompensieren. Bemerkenswert am Vernehmlassungsvorschlag ist sodann, dass der Bund von allen anderen (Eigentümer, Konsumenten, Wasserkraftkantone) ein Entgegenkommen verlangt, welches er für sich selber aber strikte zurückweist, obwohl er die Wasserkraft zum zentralen Pfeiler der EST-2050 erklärt hat. Die vorgeschlagene Hauptvariante setzt schliesslich einen psychologischen „Anker“, um das Wasserzinsmaximum in einem späteren Schritt erneut zu senken. Dieses Vorgehen ist weder sachlich noch politisch gerechtfertigt und wird von den Gebirgskantonen entschieden zurückgewiesen. Sie sind in keiner Weise bereit, „die Übergangslösung als vorbereitende Anpassung vor einer langfristigen Lösung zu sehen“, wie dies im Erläuternden Bericht ausgeführt wird (EB, Ziff. 1.3).

Präsident: Staatsrat Dr. Christian Vitta
Generalsekretär: lic. iur. Fadri Ramming



Die vorewähnten Argumente sprechen grundsätzlich auch gegen punktuelle Wasserzinssenkungen (**Alternativvariante**). Im Sinne der mit den Elektrizitätsgesellschaften gepflegten partnerschaftlichen Politik sind die Gebirgskantone aber bereit, Unterstützungsmassnahmen zu prüfen, wenn Kraftwerksbetreiber bzw. ihre Eigner bei der Vermarktung des in spezifischen Wasserkraftwerken produzierten Stroms nachweislich gravierende Schwierigkeiten haben. Bei einer solchen Unterstützung muss aber zwingend folgender Grundsatz gelten: **„Wer über die Marktprämie hinaus eine Unterstützung beanspruchen will, muss vollständige Transparenz gewährleisten!“**. Zudem sind die eingeräumten Erleichterungen an das wasserzinsberechtignte Gemeinwesen **zurückzuzahlen**, wenn die Gesellschaften wieder Gewinne erzielen (Stundung). In diesem Sinne verschliessen sich die Gebirgskantone einer Übergangsregelung mit punktuellen (einzelfallweisen) und an **klare Voraussetzungen** geknüpften Wasserzinsreduktionen nicht generell.

Aussergewöhnlich ist schliesslich, dass ein Aspekt zur Diskussion gestellt wird, der erklärermassen nicht Gegenstand der Vorlage bildet. Für die Gebirgskantone ist offensichtlich, dass mit der konsultativen Präsentation des **flexiblen Modells** und den in diesem Zusammenhang erwähnten „indikativen“ Zahlen die erst noch zu führende Diskussion zum neuen Modell für das Wasserzinsmaximum präjudiziert werden soll. Genausogut hätten bereits heute verschiedene Modelle für das neue Strommarktdesign in Konsultation gegeben werden können. Ein künftiges Modell für das Wasserzinsmaximum kann aber ohne Kenntnis des künftigen Marktmodells nicht seriös beurteilt werden. Das vom Bundesrat gewählte Vorgehen ist unkoordiniert. Auf eine konkrete Modelldiskussion kann sich die RKGK erst einlassen, wenn die Ausgestaltung des neuen Strommarktmodells (Art. 30 Abs. 5 nEnG) bekannt ist. Die Gebirgskantone verzichten deshalb aus grundsätzlichen Überlegungen im gegenwärtigen Zeitpunkt auf eine nähere Stellungnahme zum präsentierten flexiblen Modell. Sie halten aber bereits heute in aller Deutlichkeit fest, dass sich jedes künftige Modell in jedem Fall zumindest auf folgenden **Eckpunkten als Grundlagen** abstützen muss: Eine **vollständige Datentransparenz seitens der Elektrizitätsgesellschaften und Aufsichtsbehörden gegenüber den Kantonen** sowie die **Erfassung und Darstellung der gesamten mit der Wasserkraft erzielbaren Wertschöpfung**. Allfällige Vorschläge zur Solidarisierung des Wasserzinses durch Erhebung eines Netzzuschlages, wie sie von Dritter Seite teilweise zur Diskussion gestellt werden, lehnen die Gebirgskantone als verfassungswidrig und systemfremd ab. Insgesamt muss das künftige Modell für das Wasserzinsmaximum die Anreize so setzen, dass Gemeinden und Kantone auch künftig noch bereit sind, Konzessionen zu verleihen.

Die detaillierte Begründung unserer Positionen lautet wie folgt (vgl. Folgeseiten):



II. GRUNDSÄTZLICHES

A. Was ist der Wasserzins?

- 1 Der Wasserzins ist der *Preis* für die den Konzessionären (Kraftwerksgesellschaften) in der Regel für 80 Jahre *exklusiv* überlassene *Nutzung der Wasserkraft*. Die Pflicht zur Bezahlung des Wasserzinses entsteht mit dem Erwerb der Konzession durch den Konzessionär. Dieses Entgelt für die Einräumung eines Sondervorteils gilt rechtlich als Kausalabgabe. Ähnliche Entgelte für die Nutzung einer der Sachherrschaft des Gemeinwesens unterstehenden Ressource bestehen beispielsweise bei Steinbrüchen, bei der Kiesgewinnung sowie bei anderen Nutzungen öffentlicher Gewässer (Wärmegewinnung, Kühlzwecke, Bewässerungen usw.).
- 2 Entgegen weitverbreiteter Fehlauffassung ist der Wasserzins also weder eine Subvention noch eine Steuer, sondern ein Ressourcenpreis (rechtlich: Kausalabgabe). Die Gebirgskantone lehnen deshalb Vorschläge ab, welche den Wasserzins zu einer Subvention oder Steuer wandeln möchten, was beispielsweise dann der Fall wäre, wenn der Wasserzins, wie dies teilweise bereits propagiert worden ist, über einen Netzzuschlag finanziert werden soll (ähnlich der „Kostendeckenden Einspeisevergütung“). Der Netzzuschlag ist rechtlich eine Ausgleichsabgabe mit besonderem Verwendungszweck. Bei einer Finanzierung des Wasserzinses aus dem Netzzuschlag würde dieser (und damit auch der Wasserzins) zu einer Zwecksteuer mutieren. Hierfür mangelt es jedoch an einer Grundlage in der Bundesverfassung. Diese Vorschläge erweisen sich daher nicht nur als sachfremd, sondern insbesondere auch als verfassungswidrig.

B. Woher stammt das Wasserzinsmaximum?

- 3 Ende des 19. Jahrhunderts gelang es erstmals, den Strom über weite Distanzen zu transportieren. Das Interesse an der Nutzung der Wasserkraft nahm dadurch schlagartig zu. Die aufstrebende Industrie im Mittelland sowie der Eisenbahnbau wollten mit günstigem Strom versorgt werden. Damit entstand ein Spannungsfeld zwischen der Elektrizitätserzeugung zu möglichst günstigen Preisen einerseits und den Einnahmen der öffentlichen Hand aus der Gewässerhoheit andererseits. Aus Angst davor, dass die Wasserkraftnutzung durch zu hohe Wasserzinse und durch andere Leistungen erheblich behindert werden könnte, beschloss das Parlament, eine Preisobergrenze für den Wasserzins einzuführen. Das Wasserzinsmaximum ist somit eine *staatlich reglementierte* Preisobergrenze zugunsten der Förderung der Industrialisierung und der Elektrifizierung des Landes. Das erste bundesrechtliche Wasserzinsmaximum wurde im Jahre 1916 in Anlehnung an die bis dahin in den Kantonen üblichen Wasserzinspreise festgelegt. Mit der Hinnahme dieser Einschränkung hat das Berggebiet einen grossen Beitrag zugunsten der Entwicklung der Schweizer Industrie und der Industriestandorte geleistet. Im Gegenzug konnten die Berggemeinden und -kantone Einnahmen generieren, um Erschliessungen zu realisieren und eine wirtschaftliche Entwicklung voranzutreiben. Das Wasserzinsmaximum gründet somit auf einem Interessenausgleich zwischen den Eigentümern der natürlichen Ressource Wasserkraft und der Schweizer Volkswirtschaft.

C. Der Wert des Wassers hat sich stark gewandelt

- 4 Der Wert des Wassers bzw. der Wasserkraft hat sich im vergangenen Jahrhundert in verschiedener Hinsicht stark gewandelt. Die energiewirtschaftliche Qualität der verschiedenen Arten der mit der Wasserkraft erzeugten elektrischen Energie hat sich stark verfeinert. Die Bedeutung von wertvoller Spitzenenergie sowie von hochpreisigen Ökostromprodukten bilden diesbezüglich bloss zwei Beispiele. Weiter werden der Landschaftsverbrauch und die Umweltveränderungen heute wesentlich sensibler beurteilt, als zu Beginn des 20. Jahrhunderts. Der Schutz von Landschaften und Landschaftselementen sowie die möglichst erneuerbare Stromproduktion sind heute öffentliche Interessen, die zwi-

schenzeitlich in Verfassung und Gesetz Eingang gefunden haben. Bezeichnend ist in diesem Zusammenhang auch, dass der Bund aus dem Wasserzins einen „Landschaftsrappen“ einbehält, um Gemeinwesen zu entschädigen, welche die Wasserkraft nicht nützen können, weil deren Landschaft unter nationalem Schutz steht (Art. 49 Abs. 1 und Art. 22 WRG). Ferner ist die Stromproduktion aus Wasserkraft, seit jeher *das* Rückgrat für die Versorgungssicherheit unseres Landes. Mit der vom Volk am 21. Mai 2017 beschlossenen EST-2050 und dem damit beschlossenen schrittweisen Ausstieg aus der Kernkraft hat die Bedeutung der Wasserkraft noch zusätzlich an Bedeutung gewonnen. Nebst der reinen Teuerung ist der Wert des Wassers im letzten Jahrhundert somit auch aus verschiedenen anderen, gewichtigen Gründen deutlich gestiegen. Der Preis von gegenwärtig CHF 110.--/kW_{brutto} ist deshalb absolut gerechtfertigt.

D. Starker Abbau von Arbeitsplätzen

- 5 Die Wassernutzungskonzessionen sind von den Berggemeinden und -kantonen auch deshalb erteilt worden, weil die Elektrizitätsgesellschaften die Schaffung von Arbeitsplätzen versprochen haben. Entsprechende Stellen sind anfänglich auch entstanden. Durch die Digitalisierung und weitere Rationalisierungsmassnahmen sind aber viele Arbeitsplätze, welche für den Betrieb der Kraftwerke erforderlich waren, gestrichen und/oder ausgelagert worden. Die Kraftwerke in den Alpen werden heute von den Konzernzentralen in Zürich, Baden, Olten oder Bern aus gesteuert. Der Unterhalt der Kraftwerke erfolgt zu einem guten Teil durch mobile Equipen oder Lieferanten bzw. externe Partner und nicht mehr durch fest angestellte Mitarbeitende vor Ort. Dasselbe gilt auch für den Netzbereich. Die Bedeutung der Elektrizitätsgesellschaften als Arbeitgeber in den Talschaften und damit ein wichtiger Gegenwert für die erteilten Konzessionen hat sich deshalb im Laufe der Zeit stark relativiert.

E. Mit dem Wasserkraftstrom werden Erträge erzielt

- 6 Die RKGK hat - gemeinsam mit den beiden Wasserkraftkantonen Aargau und Bern - bei der renommierten Beratungsfirma BHP - Hanser und Partner AG, Zürich, eine Studie zu den „Erträgen mit der Wasserkraft in den Jahren 2000 -2016“ sowie bei Prof. Dr. Karl Frauendorfer der Universität St.Gallen eine Studie zum „Erlöspotenzial der Schweizer Grosswasserkraft“ erstellen lassen, welche dieser Stellungnahme beigelegt werden (siehe Beilagen). Die Ergebnisse können in Kurzform wie folgt zusammengefasst werden:
- **Immer Gewinne geschrieben:** Im Betrachtungszeitraum 2000 bis 2015 hat die Elektrizitätsbranche als Ganzes mit der Wasserkraft Gewinne geschrieben, unabhängig von den auch in früheren Phasen bereits tiefen Marktpreisen und dem bestehenden Wasserzinssystem. Diese Gewinne variierten zwischen einem und vier Rappen pro Kilowattstunde für den Schweizer Markt und den Aussenhandel, wobei sie in den letzten Jahren tendenziell gesunken sind. Darin nicht berücksichtigt sind Zuschläge für die höhere Wertigkeit der Wasserkraft und die Systemdienstleistungen. Auch für die kommenden Jahre dürfte sich – sofern der Markt nicht vollständig geöffnet wird – an der Ertragslage wenig ändern. Der Grossteil der Gewinne entfällt auf den Schweizer Markt, d.h. sie wurden dadurch erwirtschaftet, dass die gemäss StromVG an Verteilnetzbetreiber gebundenen Konsumenten Elektrizitätspreise bezahlt haben, welche deutlich über den Produktionskosten der analysierten Partnerwerke lagen. Sofern die Teilliberalisierung des Schweizer Elektrizitätsmarkts aufrechterhalten wird, ist nicht davon auszugehen, dass die Gewinne in diesem Geschäftsfeld deutlich abnehmen. Zunehmende Schwierigkeiten bei anhaltend tiefen Marktpreisen haben vor allem diejenigen EVU zu erwarten, welche über wesentliche Anteile an Eigenproduktion ohne entsprechende Kunden im gebundenen Markt verfügen. Dies ist zwar eine klare Minderheit aller Unternehmen, es handelt sich dabei aber um sehr grosse Unternehmen.
 - **Nutzniessung mehrheitlich bei Aktionären:** Wird die Gewinnverwendung der Branche betrachtet, so kann festgestellt werden, dass das Entgelt aus Wasserzinsen seit 2003 mit Ausnahme von



zwei Jahren deutlich unterhalb der Dividendenzahlungen an die öffentliche Hand lag. In der Mehrheit der betrachteten Geschäftsjahre haben die Eigentümerkantone somit deutlich höhere Erträge erwirtschaftet als die Wasserkraftkantone.

- **Konstante Produktionskosten:** Die Produktionskosten (Rp./kWh) sind in den letzten 15 Jahren relativ konstant geblieben. Zwar wurden die Wasserzinsen erhöht, im Gegenzug dazu haben die Produktionsunternehmen jedoch von sinkenden Kapitalmarktsätzen profitiert, womit die höheren Wasserzinsen mehr als kompensiert wurden. Interessanterweise hat das gebundene Kapital nicht wesentlich abgenommen. Dies ist ein Hinweis darauf, dass in den letzten Jahren bei vielen Kraftwerken Reinvestitionen vorgenommen wurden. Aufgrund des Investitionszyklus und im Hinblick auf die Heimfälle (die Mehrheit davon in den nächsten 15 bis 30 Jahren) ist davon auszugehen, dass beim Bestand der Wasserkraftwerke das gebundene Kapital in den nächsten Jahrzehnten eher abnimmt und so eine weitere Entlastung auf der Zins- und Abschreibungsseite eintreten sollte.

F. Vollständige Datentransparenz als zentrales Element

- 7 Beim derzeit geltenden Modell des Wasserzinses mit einem pauschalen Maximalpreis melden die Konzessionäre den Kantonen lediglich die Jahresproduktion des Wasserkraftwerkes, worauf der im Produktionsjahr geschuldete Wasserzins ermittelt wird. Hingegen müssen die Konzessionäre und die dahinter stehenden Eigner keinerlei Daten über die Gestehungskosten und die mit dem produzierten Wasserkraftstrom erzielten Erlöse (Wertschöpfung) offenlegen. Sowohl ein Wechsel des Wasserzinsmodells hin zu einem Modell mit Ressourcenrente als auch eine punktuelle Wasserzinsreduktion als einzelfallweise Unterstützungsmassnahme würden als zentrales Gegenstück zwingend die Offenlegung dieser Daten bedingen. Denn namentlich eine Ressourcenrente ist nur auf Basis vollständiger Datentransparenz seitens der Elektrizitätsunternehmen und, subsidiär, der Aufsichtsbehörden in fairer Weise umsetzbar. Die derzeitige Informations-Asymmetrie zwischen dem Konzessionär und seinen Eignern einerseits und den Kantonen und Gemeinden andererseits ist bei der Umsetzung allfälliger neuer Modelle deshalb zwingend und vollständig auszugleichen.



III. ÜBERGANGSREGELUNG FÜR DAS WASSERZINSMAXIMUM (Art. 49 Abs. 1 und 1^{bis})

A. Koordination zwischen neuem Wasserzinsmaximum und neuem Marktmodell sachgerecht

- 8 Der Bundesrat muss der Bundesversammlung bis 2019 den Entwurf für ein neues „marktnahes“ Strommarktmodell unterbreiten (Art. 30 Abs. 5 nEnG¹). Deshalb ist die Bundesverwaltung daran, entsprechende Grundlagen aufzuarbeiten, die kommendes Jahr in die Vernehmlassung gesendet werden sollen. Das künftige Marktmodell bildet die Grundlage für die Ausgestaltung des künftigen Wasserzinsmodells. Eine seriöse Stellungnahme zu einem neuen Modell für das Wasserzinsmaximum wäre in Unkenntnis des neuen Marktmodells nicht möglich gewesen. Deshalb erachten wir die nun vorgeschlagene zeitliche und inhaltliche Koordination mit dem neuen Marktmodell im Grundsatz für geboten und sachgerecht.

B. Die vorgeschlagene Übergangsregelung wird aber strikte abgelehnt

- 9 Der in den Vernehmlassungsunterlagen konkret unterbreitete Vorschlag für die Übergangsregelung **lehnen die Gebirgskantone aber strikte ab**, weil es aus nachfolgenden Gründen weder sachlich noch politisch gerechtfertigt ist, das derzeitige Wasserzinsmaximum zu senken:

1. Verfehlt Ursachenanalyse führt zu verfehlt Vorschlag als Hauptvariante

- 10 Im Erläuternden Bericht (EB) zur Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes (WRG) werden die Vorgänge dargelegt, die den internationalen und nationalen Energiemarkt und die Preisentwicklungen beeinflussen und zu einem vollkommen verzerrten Elektrizitätsmarkt geführt haben. Es sind dies zum weit überwiegenden Teil politische Entscheide oder eben unterlassene politische Entscheide. Entsprechend ist es völlig verfehlt zu behaupten, der Wasserzins untergrabe die Wettbewerbsfähigkeit und die Substanz der Wasserkraft. Der Wasserzins gehört nicht zu den Ursachen dieser Entwicklungen und deshalb ist es im Zusammenhang mit der Ursachenbekämpfung falsch, beim Wasserzins ansetzen zu wollen und die Wasserkraftkantone den Preis für den Ausgleich der Marktverzerrungen bezahlen zu lassen.

- 11 Zentrale Aufgabe des Bundesrates sowie des Bundesparlamentes ist deshalb dafür zu sorgen, dass der völlig verzerrte Elektrizitätsmarkt künftig so geordnet wird, dass die Wasserkraft wieder über gleichlange Spiesse im Wettbewerb verfügt. Nötig ist hierzu eine Kosten-Wahrheit für alle Stromerzeugungsarten und als Folge davon eine Internalisierung der bisher nicht eingepreisten externen Kosten. Realpolitisch ist dies ein anspruchsvolles und wohl auch längerdauerndes Unterfangen, weil mehrere EU-Länder ihre eigenen Produktionsformen durch offene und versteckte protektionistische Massnahmen schützen. Es ist deshalb nicht nachvollziehbar, weshalb die Schweiz ihre saubere und erneuerbare Wasserkraft nicht ebenfalls für solange schützt, bis am europäischen Markt tatsächlich mit gleichlangen Spiessen gekämpft wird.

2. Inakzeptabler Präjudizierungsversuch

- 12 Wie vorstehend erwähnt, verlangt Artikel 30 Absatz 5 nEnG vom Bundesrat die Ausarbeitung eines „marktnahen Modells“ für den nationalen Strommarkt. Im Umkehrschluss ist somit auch der Souverän der Ansicht, dass das gegenwärtige Marktsystem *marktfern* ist. Entsprechend kann ein neues

¹ Art. 30 Abs. 5 des neuen EnG lautet:

„5 Der Bundesrat unterbreitet der Bundesversammlung bis 2019 einen Erlassentwurf für die Einführung eines marktnahen Modells bis spätestens zum Zeitpunkt des Auslaufens der Unterstützungen für das Einspeisevergütungssystem“. Das Einspeisevergütungssystem läuft bis am 31. Dezember des fünften Jahres nach Inkrafttreten des neuen Energiegesetzes, also voraussichtlich bis zum 31. Dezember 2022.



Modell für das Wasserzinsmaximum - je nach konkreter Ausgestaltung - bestenfalls mit der Annäherung an den Markt begründet werden, sofern und soweit das neue Strommarktdesign zu mehr Markt führt, nicht aber die vorgeschlagene Übergangsregelung. Es ist deshalb verfehlt und auf der Basis einer korrekt interpretierten Ursachenanalyse nicht folgerichtig, wenn der Bundesrat ausführt, die Übergangsregelung sei „als vorbereitende Anpassung vor einer langfristigen Lösung zu sehen, welche in Zukunft durch die Flexibilisierung des Wasserzinses sichergestellt werden soll“ (Ziff. 1.3 des EB). Dieser Schluss ist, auf Basis der heutigen Erkenntnisse, nicht statthaft.

- 13 Mit genau derselben Begründung hätte der Bundesrat auch „indikative“ Vorschläge für das künftige Marktdesign in Vernehmlassung senden können, zumal bereits zahlreiche entsprechende Vorschläge in und ausserhalb der Bundesverwaltung analysiert und diskutiert worden sind. Dies hat er aber - im Gegensatz zum Modell für den Wasserzins - wohlweislich unterlassen.
- 14 Bevor also über eine Änderung des gegenwärtig geltenden Wasserzinsmaximums entschieden werden kann, müssen eine vollständig transparente Datengrundlage und das neue Strommarktmodell vorliegen. Erst und nur dann kann nämlich über die Notwendigkeit und allfälligerweise über das sachgerechte Ausmass von Anpassungen am Wasserzinsmodell befunden werden.
- 15 Der in den Vernehmlassungsunterlagen präsentierte Vorschlag für die Übergangsregelung erweckt den Eindruck, dass der Bundesrat ungeachtet der markt- bzw. preisgestaltenden Wirkung aus einem künftigen Marktmodell bereits heute der festen Ansicht ist, dass das künftige Wasserzinsmaximum erheblich gesenkt werden müsse. Eine objektiv nicht belastbare vorgefasste Meinung als Grundlage für die vorgeschlagene Übergangsregelung zu verwenden, ist unsachlich und für die Gebirgskantone nicht akzeptabel.

3. Inkonsistente Argumentation des Bundesrates

- 16 Vorschläge zur raschen Stärkung der Wasserkraft sind vom Bundesrat in der Junisession 2017 vehement als **unzulässige wirtschaftspolitische Massnahme** bekämpft worden. Es gehe nicht an, gewisse Unternehmen zu entlasten und dies unter Belastung der Haushalte und KMU. Bundespräsidentin Leuthard führte als zuständige Departementsvorsteherin im Namen des Bundesrates diesbezüglich wörtlich was folgt aus:

„Wir sind nicht da, um Unternehmen zu retten. Wir sind nicht primär da, um Fehlentscheidungen von Managements durch den Steuerzahler zu schützen. Wir sind nicht dazu da, um hohe Kredite, die viele Rechnungen belasten, jetzt vom Bund her zu lösen. Das sind primär unternehmerische Aufgaben. Man ist auch dran und hat die Unternehmen neu organisiert. Das ist am Laufen. Deshalb meine ich effektiv, dass der Antrag Wasserfallen dieses Problem nicht auf die lange Bank schieben will. Er sagt, dass wir, wie die Kommission das vorhatte, hier etwas tun müssen, dass es aber nicht nur wirtschaftspolitisch für die Unternehmen begründet sein kann. Es muss auch energiepolitisch und für die Konsumenten, die diese Preise zu bezahlen haben, stimmen. Es muss eine nachhaltige Lösung sein“ (Amtliches Bulletin, Nationalrat Sommersession 2017, Zweite Sitzung, 30.05.17, 08h00; Geschäft 16.035).

- 17 Auf die Frage von Nationalrat Beat Jans, ob das UVEK zur Schaffung von Transparenz bereit sei, bei allen Wasserkraftwerken der Schweiz eine Anfrage durchzuführen und zu verlangen, dass die Zahlen offengelegt werden, antwortete die Departementsvorsteherin namens des Bundesrates was folgt:

„Wir haben keine rechtlichen Grundlagen, um so etwas zu tun. Ich kann doch nicht sagen, jetzt müssen mir alle Unternehmen ihre Bilanzen und ihre Buchhaltung offenlegen. Sie dürfen das freiwillig tun. Sie gehen jetzt einfach davon aus, alle Wasserkraftwerke seien fast nahe am Konkurs. Ich kann das nicht bestätigen, ich kann es aber auch nicht widerlegen. Wir haben - das hat Ihre Subkommission seinerzeit gemacht, Herr Nationalrat Grunder hat



sie geleitet - gewisse anonymisierte Daten über die Kosten der Wasserkraft erhalten. Sie waren anonymisiert - ob das alles stimmt, können wir nicht nachprüfen, denn der Bund, der Staat hat nicht das Recht, Einblick in privatrechtliche Unternehmen zu erhalten und alle Details zu verlangen; es ist nicht möglich. Die Eigentümer - sprich Kantone, Gemeinden - könnten das tun, aber die Daten wurden uns bislang nicht zur Verfügung gestellt. Deshalb ist die Datenlage unvollständig, da stimme ich mit Ihnen überein. Aber wir können nicht einfach, nur weil es spannend wäre, von den Unternehmen jetzt die Bilanzen verlangen und Details darüber, was wie hohe Kosten verursacht, was rentiert und was nicht rentiert. Deshalb glaube ich, bevor man den Unternehmen unter die Arme greifen sollte - das wurde auch mal diskutiert -, sollte man verlangen, dass sie ihre Zahlen offenlegen. (...)"(Amtliches Bulletin, Nationalrat Sommersession 2017, Zweite Sitzung, 30.05.17, 08h00; Geschäft 16.035).

- 18 Das Bundesamt für Energie hat mit Briefen vom 27. Juni 2017 inzwischen eine Umfrage bei allen Kraftwerkunternehmungen eingeleitet, um an entsprechende Daten zu gelangen. Bedauerlicherweise beschränkt sich die Umfrage alleine auf die Kostenseite und klammert die Ertragsseite vollständig aus. Auch die Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) vertritt in ihrem Bericht zuhanden der UREK des Nationalrates, worin sie die Finanzlage der Elektrizitätsunternehmungen analysiert, die Ansicht, dass auch die Erlösseite in die Rentabilitätsbetrachtungen mit einzubeziehen ist (vgl. Artikel „Malt die Strombranche zu schwarz?“ in der NZZ vom 08. Juli 2017).
- 19 Obwohl also der Bundesrat im Nationalrat wirtschaftspolitische Massnahmen abgelehnt hat, obwohl seitens des Bundesrates eine Verantwortung des Staates zur Rettung von Unternehmen abgelehnt wird und obwohl der Bundesrat darlegt, über keine belastbaren Datengrundlagen zur Rentabilitätssituation der Wasserkraftwerke zu verfügen, schlägt er drei Wochen nach der Debatte im Nationalrat in den vorliegend zu beurteilenden Vernehmlassungsunterlagen eine Senkung des Wasserzinsmaximums als Übergangsregelung vor. Dies mit der Begründung, dass es „über die Marktprämie hinaus eine Entlastung der Betreiber“ benötige (Ziff. 1.3 des EB). Dieses Vorgehen ist inkonsistent und die Gebirgskantone empfinden es als Affront; im Ergebnis würde eine wirtschaftspolitische Massnahme nun durch die Hintertüre eingeführt - neu mit dem Unterschied, dass diese sich nun einfach einseitig und allein zulasten der Berggemeinden und -kantone auswirken würde und der Bund, die übrigen Kantone und alle übrigen Stakeholder von der Lastentragung im Gegenzug gänzlich befreit bleiben würden. Weshalb mit der vorgeschlagenen Wasserzinssenkung wirtschaftspolitische Massnahmen plötzlich gerechtfertigt sein sollen, nachdem sie nur drei Wochen zuvor vehement abgelehnt worden sind, lässt sich jedenfalls nicht sachlich erklären und ist entsprechend auch nicht nachvollziehbar.
- 20 Die vom Bundesrat vorgeschlagene Übergangsregelung beim Wasserzins steht somit im Widerspruch zu seiner eigenen Haltung, die er nur drei Wochen vor Eröffnung der Vernehmlassung im Nationalrat vertreten hat. Deshalb fordern die Gebirgskantone den Bundesrat mit Nachdruck auf, eine konsistente und verlässliche Haltung einzunehmen. Die vorgeschlagene Wasserzinssenkung, die zudem explizit auch noch als „vorbereitende Anpassung im Hinblick auf die langfristige Lösung“ dienen soll, obwohl die Grundlagen für die künftige Ausgestaltung des Marktes noch gar nicht vorliegen, ist nichts anderes als eine wirtschaftspolitische Massnahme, wie sie vom Bundesrat in der Junisession noch vehement bekämpft worden ist.

4. Ungerechtfertigte Giesskannensubvention

- 21 Der Bundesrat bestätigt im EB, dass rund 50 Prozent der Wasserkraftproduktion in der Grundversorgung abgesetzt wird, wo bekanntlich das sogenannte Gestehungskostenprinzip gilt, bei dem *sämtliche Kosten gedeckt* werden. Deshalb hat dieser Teil der Wasserkraft per Definition gar keine Rentabilitätsprobleme und benötigt somit auch keine Wasserzinssenkung. Dementsprechend erweist sich die für die Übergangsregelung vorgeschlagene Hauptvariante zu mindestens 50 Prozent als unnötige Giesskannensubvention. Auch unter diesem Gesichtspunkt mangelt es der vorgeschlagenen Hauptva-



riante an einer sachlichen und politischen Notwendigkeit. Die im EB für die Hauptvariante und gegen eine differenzierte Betrachtung der unterschiedlichen Marktverhältnisse ins Feld geführten Vollzugsprobleme (Ziff. 1.3 EB) vermögen jedenfalls nicht ernsthaft eine Giesskannensubvention zu rechtfertigen.

5. Indirekte Kompensierung der Marktprämie durch die Wasserkraftkantone

- 22 Am 21. Mai 2017 hat das Volk das neue Energiegesetz (nEnG) als erstes Massnahmenpaket zur Umsetzung der Energiestrategie 2050 (EST-2050) angenommen. Das nEnG enthält eine Marktprämie für Grosswasserkraftwerke, die den Beweis erbringen, dass sie mit Rentabilitätsproblemen kämpfen (Verlust-Nachweis). Für die Unterstützung dieser Werke werden bei den Konsumenten 0,2 Rp./kWh erhoben, womit jährlich rund CHF 120 Millionen zur Verfügung stehen. Zudem sind diese Werke von der Durchschnittspreismethode befreit, was eine zusätzliche Entlastung bedeutet².
- 23 Die vom Bundesrat vorgeschlagene Wasserzinssenkung würde nun aber im Ergebnis zu einer teilweisen Kompensation der bei den Konsumenten erhobenen Abgabe von 0.2 Rp/kWh führen. Von einer solchen Massnahme war vor der Abstimmung keine Rede. Das Stimmvolk hat der EST-2050 im Bewusstsein dieser Zusatzbelastung zugestimmt und damit zum Ausdruck gebracht, dass es bereit ist, diese Zusatzbelastung zu tragen. Mit der vorgeschlagenen Wasserzinssenkung soll dieser Volksentscheid gemäss Vorschlag des Bundesrates bereits einen Monat nach der Abstimmung durch die Hintertüre zu Lasten der Wasserkraftkantone umgestossen werden. Dieses Vorgehen ist staatspolitisch bedenklich und nicht tolerierbar.

6. Opfersymmetrie - fehlende Beteiligung des Bundes

- 24 Bemerkenswert am Vernehmlassungsvorschlag ist sodann, dass sich der Bund bei der Lösung der Rentabilitätsprobleme in keiner Weise selber beteiligt und dies obwohl die Wasserkraft der zentrale Pfeiler der EST-2050 bildet. Mit anderen Worten: Der Bund verlangt von allen anderen (Eigentümer, Konsumenten, Wasserkraftkantone) ein Entgegenkommen, welches er für sich selbst aber strikte zurückweist. Dies ist inakzeptabel. Wenn Teile der Schweizer Wasserkraft tatsächlich mit politisch bedingten Rentabilitätsproblemen zu kämpfen haben, muss sich im Sinne einer echten Opfersymmetrie zwingend auch der Bund mit eigenen Mitteln an der Problemlösung beteiligen. Will der Bund somit an seinem Vorschlag für die Übergangsregelung festhalten, fordern die Gebirgskantone, dass er konkrete und wirksame Vorschläge unterbreitet, wie auch er sich mit eigenen Mitteln im Sinne einer Opfersymmetrie dort, wo ausgemachter Handlungsbedarf besteht (d.h. im Einzelfall für allfällig notleidende Elektrizitätsunternehmen), beteiligt.

7. Dauer der Übergangsregelung

- 25 Die vorgeschlagene Übergangsregelung ist bis Ende 2022 befristet. Folglich rechnet der Bundesrat fest mit dem verbindlichen Inkrafttreten des neuen Strommarktmodells per 1. Januar 2023. Dies *kann* der Fall sein, *muss* es aber nicht. Die Erarbeitung eines neuen Marktmodells ist komplex und die Beratungen darüber werden erfahrungsgemäss kontrovers ausfallen und viel Zeit beanspruchen. Der Gesetzgebungsprozess beim StromVG und bei der EST-2050 sind diesbezüglich zwei Schulbeispiele. Es sei auch daran erinnert, dass der Bundesrat in der Junisession noch verlauten liess, dass er für das neue Marktmodell über verschiedene Ansätze verfüge und im Ergebnis soweit sei, dass die Ergebnisse im Herbst 2017 vertieft seien³. Einem Rundschreiben vom 20. Juni 2017 des Bundesamtes für

² BFE-Faktenblatt vom 21. März 2017, S. 2, abrufbar unter:
https://www.uvek.admin.ch/dam/uek/de/dokumente/energie/faktenblatt5-energiegesetz-wasserkraft.pdf.download.pdf/06_Faktenblatt_5_Wasserkraft.pdf

³ Votum Bundespräsidentin Leuthard: „Deshalb meine ich effektiv, dass der Antrag Wasserfallen dieses Problem nicht auf die lange Bank schieben will. Er sagt, dass wir, wie die Kommission das vorhatte, hier etwas tun müssen, dass es aber nicht nur wirtschaftspo-



Energie ist dann aber bereits zu entnehmen, dass erst *Ende Sommer 2018* mit einer Vernehmlassungsvorlage für ein neues Marktdesign zu rechnen sei⁴. Folgerichtig ist es, zusammenfassend deshalb angezeigt, die Dauer der Übergangsregelung nicht an eine konkrete Jahreszahl, sondern an die *Inkraftsetzung* des neuen Marktmodells zu knüpfen. Nur dies gewährleistet eine echte Koordination.

C. Zusammenfassung

- 26 Gestützt auf die vorstehenden Erwägungen **beantragen** wir die derzeitige Wasserzinsregelung bis zum Inkrafttreten des marktnahen Modells gemäss Art. 30 Abs. 5 nEnG zu verlängern:

ANTRAG:

Änderung von Art. 49 Abs. 1, erster Satz:

¹ Der Wasserzins darf **bis zum Inkrafttreten des marktnahen Modells gemäss Artikel 30 Absatz 5 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG)** jährlich 110 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung nicht übersteigen. (...)

Änderung von Art. 49 Abs. 1^{bis}:
Aufheben.

litisch für die Unternehmen begründet sein kann. Es muss auch energiepolitisch und für die Konsumenten, die diese Preise zu bezahlen haben, stimmen. Es muss eine nachhaltige Lösung sein. Wir haben sie auch noch nicht. Wir haben verschiedene Ansätze. Das haben wir der Kommission mitgeteilt und gesagt: Im Herbst sind wir so weit, dass wir die Ergebnisse vertieft haben“ (Amtliches Bulletin, Nationalrat Sommersession 2017, Zweite Sitzung, 30.05.17, 08h00; Geschäft 16.035).

⁴ Brief vom 20. Juni 2017 des Bundesamtes für Energie an die Stakeholder der Revision des Stromversorgungsgesetzes.



IV. ALTERNATIVVARIANTE FÜR DIE ÜBERGANGSREGELUNG (Art. 49 Abs. 1 und 1^{bis})

A. Einleitung

- 27 Der EB zur Teilrevision - nicht aber auch der konkret vorgelegte Gesetzestext - enthält für die Übergangsregelung einen Alternativvorschlag. Diesem entsprechend soll es nur punktuelle Wasserzinsreduktionen für klar defizitäre Kraftwerke geben, wobei als Voraussetzung die Marktprämienberechtigung für Grosswasserkraftwerke gemäss Artikel 30 nEnG herangezogen werden könne.

B. Grundsätzliche Haltung

- 28 Die oben in Kapitel III. enthaltenen Erwägungen zur verfehlten Ursachenanalyse (Ziff. III./B./1.), zum inakzeptablen Präjudizierungsversuch (Ziff. III./B./2.), zur inkonsistenten Argumentation des Bundesrates (Ziff. III./B./3.), zur mangelnden Beteiligung des Bundes (Ziff. III./B./5.) und zur nicht sachgerecht geregelten Geltungsdauer der Übergangsregelung (Ziff. III./B./7.) gelten gleichermassen auch für die Alternativvariante, weshalb ausdrücklich darauf verwiesen wird. Vor diesem Hintergrund besteht grundsätzlich auch keinerlei sachliche und politische Notwendigkeit für punktuelle Wasserzinssenkungen. Auch die ECom gelangt in ihrer Analyse vom 26. Juni 2017 zuhanden der UREK des Nationalrates zum Schluss, dass allfällige Unterdeckungen von den Gesellschaften getragen werden können und auch sollen.

C. Alternativvariante nur unter klaren Bedingungen

- 29 Im Sinne der von den Gebirgskantonen mit den Elektrizitätsgesellschaften gepflegten partnerschaftlichen Politik waren und sind die Gebirgskantone bereit, Unterstützungsmassnahmen zu prüfen, wenn eine Gesellschaft nachweislich Schwierigkeiten hat. Deshalb verschliessen sich die Gebirgskantone einer Übergangsregelung mit punktuellen (einzelfallweisen) Wasserzinsreduktionen nicht generell. Dabei muss aber folgender zwingender Grundsatz gelten: **„Wer über die Marktprämie hinaus eine Unterstützung beanspruchen will, der muss vollständige Datentransparenz gewährleisten“**. In diesem Sinne konkretisieren die Gebirgskantone den Alternativvorschlag des Bundesrates mit folgenden **zwingenden und kumulativ zu erfüllenden Bedingungen (Anspruchsvoraussetzungen)**:

- 1) Die Prüfung einer punktuellen Wasserzinsreduktion erfolgt nur dann, wenn eine Marktprämie ausgerichtet wird;
- 2) Die Berechnung der punktuellen Wasserzinsreduktion erfolgt nur unter vorangehender vollständiger Anrechnung der ausgerichteten Marktprämie;
- 3) Die punktuelle Wasserzinsreduktion wird ausschliesslich auf dem nachweislich am Markt abgesetzten Wasserkraftstrom gewährt (nicht auch auf dem in der Grundversorgung abgesetzten Wasserkraftstrom);
- 4) Zusätzlich zu den für die Ausrichtung der Marktprämie geltenden Kriterien haben die Gesuchsteller und Gesuchstellerinnen vollständige Transparenz zur Kosten- und Erlösseite zu gewährleisten;
- 5) Auf der Kostenseite werden keine Eigenkapital-Verzinsungen akzeptiert;
- 6) Die Eigner der Kraftwerkgesellschaft haben einen Dividendenverzicht zu erklären;
- 7) Die Eigner der Kraftwerkgesellschaft haben sich in zumutbarer Weise an der Problemlösung zu beteiligen;



- 8) Die punktuelle Wasserzinsreduktion wird gewährt, soweit dies zur Deckung der Gestehungskosten des einzelnen Kraftwerkes erforderlich ist, maximal jedoch im Umfange von CHF 10.00/kW_{brutto} (Senkung von CHF 110/kW_{brutto} auf CHF 100/ kW_{brutto});
- 9) Die punktuelle Wasserzinsreduktion erfolgt in Form einer Stundung, d.h. die entsprechende Kraftwerksgesellschaft muss die erhaltene Reduktion zurückzahlen, wenn sie wieder Gewinn erzielt;
- 10) Der Bund muss sich seinerseits mit eigenen Mitteln an der Unterstützung des entsprechenden Kraftwerkes beteiligen.

D. Antrag zur Konkretisierung der Alternativvariante

- 30 Gestützt auf die vorstehenden Erwägungen stellen die Gebirgskantone nachstehenden Antrag zur Konkretisierung des vom Bundesrat unterbreiteten Alternativvorschlags. Die Unterstützungen des Bundes sind von diesem noch zusätzlich auf Gesetzesebene zu regeln. Zudem ist auch noch zu prüfen, ob einzelne Bestimmungen allenfalls auch auf Verordnungsebene verankert werden können:

ANTRAG:

Änderung von Art. 49 Abs. 1, erster Satz:

¹ Der Wasserzins darf **bis zum Inkrafttreten des marktnahen Modells gemäss Artikel 30 Absatz 5 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG)** jährlich 110 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung nicht übersteigen. (....)

Änderung von Art. 49 Abs. 1^{bis}, 1^{ter} und 1^{quater} (neu):

^{1bis} **Bis zum Inkrafttreten des marktnahen Modells gemäss Artikel 30 Absatz 5 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG) wird der Wasserzins jährlich um CHF 10 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung, höchstens aber bis zur Deckung der Gestehungskosten, gesenkt, wenn die Betreiber von Grosswasserkraftanlagen im Sinne von Art. 30 Absatz 1 und 2 EnG bzw. ihre Eigner den Nachweis erbringen, dass die Gestehungskosten der Elektrizität aus diesen Anlagen trotz Anrechnung der Marktprämie gemäss Art. 26 EnG sowie nach Abzug einer Eigenkapitalverzinsung, nach einem Dividendenverzicht und nach zumutbaren Stützungsmaßnahmen der Eigner sowie nach Unterstützungen des Bundes nicht gedeckt werden können.**

^{1ter} **Verkaufen die Betreiber bzw. ihre Eigner im Sinne von Art. 30 Absatz 1 und 2 EnG die Elektrizität aus den Anlagen am Markt wieder über den Gestehungskosten ist die gewährte Reduktion gemäss Absatz 1^{bis} an den Bund und die Kantone zurückzuzahlen. Letztere verteilen die Rückzahlungen nach Massgabe ihres Rechts anteilmässig auf die wasserzinsberechtigten Gemeinwesen.**

^{1quater} **Der Bundesrat regelt die Einzelheiten, insbesondere:**

- a. **die Anforderungen an die vollständige Übersicht über die Gestehungskosten der Elektrizität der betroffenen Anlagen sowie über die mit dieser erzielten Erlöse;**
- b. **die vom Gesuchsteller für den Dividendenverzicht zu erfüllenden Kriterien;**
- c. **die Kriterien für zumutbare Stützungsmaßnahmen der Gesellschaftseigner;**
- d. **die Ausgestaltung der Stundungsbedingungen;**
- e. **die Unterstützungen des Bundes.**



IV. ERMÄSSIGUNG WASSERZINS BEI GEWÄHRUNG VON INVESTITIONSBEITRÄGEN (Art. 50a)

- 31 Dieser Teil der vorgeschlagenen WRG-Teilrevision geht auf die Motion der UREK-S vom 26. August 2014 zurück (14.3668). Der Vorschlag zur kompletten Wasserzinsbefreiung im Falle einer Gewährung von Investitionsbeiträgen gemäss EnG gründet auf dem Gedanken, dass die verleihenden Gemeinwesen keinen Wasserzins erhalten sollen, wenn das Kraftwerk nur dank Investitionshilfen aus dem entsprechenden Netzzuschlag realisiert werden kann. Die Gebirgskantone lehnen diesen Vorschlag nicht grundsätzlich ab. Der vorgeschlagene komplette Wasserzinsverzicht für die Baufrist und während 10 Jahren ab Inbetriebnahme des Werkes hat aber den gravierenden Mangel einer nicht nötigen Starrheit an sich, sowohl bezüglich des Verzichtumfangs als auch bezüglich dessen Dauer.
- 32 Die vorgeschlagene Regelung ist nicht sachgerecht und verunmöglicht eine Gleichbehandlung der Kraftwerke. Zum einen bewirken die Massnahmen (Neuanlage, erhebliche Erweiterung, erhebliche Erneuerung) unterschiedliche Leistungserhöhungen. Zum andern werden sowohl die Investitionen der Kraftwerke als auch die Höhe der ausgerichteten Investitionshilfen sehr unterschiedlich ausfallen. Es ist eine gesetzliche Grundlage zu schaffen, die **massgeschneiderte Lösungen** zulässt. Zusammenfassend **unterbreiten die Gebirgskantone** deshalb folgenden **Gegenvorschlag**:

ANTRAG:

Änderung von Art. 50a:

¹ Bei Wasserkraftwerken, für die ein Investitionsbeitrag nach Art. 26 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG) ausgerichtet wird, gelten die folgenden Ermässigungen:

- a. Für eine Neuanlage (Art. 24 Abs. 1 Bst. b Ziff. 1 EnG): **Eine Ermässigung des Wasserzinses, die sich bezüglich Umfang und Dauer aufgrund der getätigten Investition, dem erhaltenen Investitionsbeitrag und der gesamten Bruttoleistung richtet. Bezüglich Dauer ist eine maximale Befreiung während der für den Bau bewilligten Frist und während 10 Jahren ab der Inbetriebnahme möglich. Bezüglich des Umfangs kann der Wasserzins teilweise oder gänzlich ermässigt werden.**
- b. Für eine erhebliche Erweiterung einer bestehenden Anlage (Art. 24 Abs. 1 Bst. b Ziff. 2 EnG): **Eine Ermässigung des Wasserzinses richtet sich nach den Kriterien gemäss Buchstabe a, wobei ausschliesslich die zusätzliche Bruttoleistung massgebend ist.**
- c. Für eine erhebliche Erneuerung einer bestehenden Anlage (Art. 24 Abs. 1 Bst. b Ziff. 2 EnG): **Eine Ermässigung des Wasserzinses richtet sich nach den Kriterien gemäss Buchstabe a, wobei die zusätzliche Bruttoleistung nur dann mitberücksichtigt wird, wenn eine solche erfolgt.**

² Sinngemässe Ermässigungen gelten auch für die besonderen Steuern nach Artikel 49 Absatz 2.



V. GRENZKRAFTWERKE - ABSTIMMUNG IM INTERNATIONALEN VERHÄLTNIS (Art. 7 und Art. 49 Abs. 1 letzter Satz)

- 33 Gemäss Ausführungen im EB bewirkt dieser Vorschlag keine materielle Änderung zum geltenden Recht (Ziff. 1.2 in fine). Damit mangelt es der vorgeschlagenen Anpassung eigentlich an der fundamentalen Voraussetzung für eine Gesetzesrevision. Es ist auch nicht ersichtlich, wo der Nutzen der vorgeschlagenen Gesetzesänderung liegen soll. Die Gebirgskantone lehnen den unterbreiteten Vorschlag nicht grundsätzlich ab, **verlangen aber in der Botschaft klarere Aussagen zum nachweislichen Nutzen des Revisionsvorschlages. Zugleich behaften sie den Bund bei seiner Aussage, dass diese Teilrevision keinerlei materielle Änderung zum geltenden Recht, namentlich im Verhältnis zu den betroffenen Kantonen, hat. Auch diesbezüglich ist eine explizite Zusicherung in der Botschaft des Bundesrates erwünscht.**

VI. BERECHNUNG DER BRUTTOLEISTUNG (Art. 51 Randtitel und Abs. 1)

- 34 Da dieser Teil des Revisionsvorschlages eine blosse sprachliche Präzisierung enthält, haben wir **keine Bemerkungen.**

VII. FLEXIBILISIERUNG DES WASSERZINSMAXIMUMS (Konsultativbefragung)

A. Unkoordiniertes Vorgehen

- 35 Wie bei Ziff. II./A. einleitend erwähnt, ist eine seriöse Stellungnahme zu einem neuen Modell für das Wasserzinsmaximum in Unkenntnis des neuen Modells für den Strommarkt nicht möglich. Wir erachten es deshalb auch nicht für adäquat, im EB ein konkretes Modell für die Flexibilisierung des Wasserzinsmaximums zu präsentieren, obwohl dieses explizit nicht Teil der Vorlage bildet.
- 36 Mit genau denselben Gründen hätten auch Vorschläge für das künftige Marktmodell unterbreitet und einer „Konsultation“ unterbreitet werden können, zumal auch diesbezüglich verschiedene Modelle bereits verwaltungsintern und -extern diskutiert worden sind. Das Vorgehen ist umso unverständlicher, als vom Bundesrat in der Junisession wiederholt und mit Nachdruck darauf hingewiesen worden ist, dass es eine *Gesamtschau* benötige, um konsistente Lösungen zu finden.

B. Unhaltbarer Versuch zur Schaffung eines Präjudizes

- 37 Es ist für die Gebirgskantone deshalb offensichtlich, dass mit der Präsentation des flexiblen Modells und der in diesem Zusammenhang erwähnten „indikativen“ Zahlen die erst noch zu führende Diskussion zum neuen Modell für das Wasserzinsmaximum präjudiziert werden soll. Die als Übergangsregelung vorgeschlagene Senkung auf CHF 80.--/kW_{brutto} dient - aus dieser Betrachtung - einzig dem Zweck, einen psychologischen „Anker“ zu setzen, um das Wasserzinsmaximum dann von einer bereits reduzierten Basis aus in einem nochmaligen, gleichgrossen Schritt auf letztlich CHF 50.--/kW_{brutto} (Sockel) zu senken.
- 38 In unseren vorstehenden Erwägungen zum Hauptvorschlag haben wir aber eingehend dargelegt, dass bereits die als Übergangsregelung vorgeschlagenen Senkung des Wasserzinsmaximums auf CHF 80.--/kW_{brutto} unter mehreren Aspekten sachlich nicht gerechtfertigt ist und allerhöchstens *einzelfallweise*,



an *klare Anspruchsvoraussetzungen* geknüpfte Wasserzinssenkungen in Frage kommen können. Entsprechend sind die Gebirgskantone auch in keiner Weise bereit, „*die Übergangslösung als vorbereitende Anpassung vor einer langfristigen Lösung zu sehen*“, wie dies im EB ausgeführt wird (EB, Ziff. 1.3).

- 39 Gestützt auf die vorstehenden Erwägungen, weil das Modellbeispiel nicht Gegenstand der heutigen Vorlage bildet und weil ein künftiges Modell für das Wasserzinsmaximum nicht ohne Kenntnis des künftigen Marktmodells seriös beurteilt werden kann, **verzichten die Gebirgskantone im gegenwärtigen Zeitpunkt auf eine nähere Stellungnahme zum präsentierten flexiblen Modell für das Wasserzinsmaximum**. Auf eine Stellungnahme kann sich die RKGK erst einlassen, wenn die Ausgestaltung des neuen Strommarktmodells bekannt ist. Die Gebirgskantone halten aber bereits heute in aller Deutlichkeit fest, welche **fundamentalen Eckpunkte** ein künftiges Modell **zwingend** abdecken muss:

ZWINGENDE ECKPUNKTE FÜR EIN KÜNFTIGES WASSERZINSMODELL

- Das Modell muss die **gesamte jeweils mögliche Wertschöpfung** abbilden, die mit der Wasserkraftnutzung erzielt werden kann (z.B. Einbezug von Erlösen aus Systemdienstleistungen, Zertifikaten, Kapazitätzuschlägen sowie Handelsprodukten, wie Intraday-Handel u.a.). Nur dann ist nämlich wirklich gewährleistet, dass die Wasserkraftkantone in fairer Weise an der sogenannten Ressourcenrente partizipieren. Mit anderen Worten reicht es in keiner Weise aus, die Ressourcenrente alleine von einem Börsenpreis abhängig zu machen.
- Die Kraftwerkgesellschaften bzw. deren Eigner sind zur **vollständigen Transparenz** zu verpflichten, d.h. sie haben gegenüber den Kantonen bezüglich Kosten und Erlöse mindestens folgende Angaben zu machen:
 - 1) Bekanntgabe der tatsächlich turbinieren Wassermengen und der detaillierten Turbinierungsstunden jeweils per Ende Jahr auf einer öffentlich zugänglichen Internetseite (Homepage);
 - 2) Nachweis der Gestehungskosten unter Ausklammerung von Eigenkapital-Renditen und Dividenden. Allfällige Overheadkosten sind plausibel nachzuweisen;
 - 3) Bekanntgabe, wie die im Kraftwerk produzierte Elektrizität in welchen Märkten (SDL-Markt sowie künftig andere Märkte) eingesetzt wurde und welche Erträge dadurch erzielt worden sind;
 - 3) Bekanntgabe, welcher Anteil des in der Anlage produzierten Stroms als Ökostrom und mit welchem Erlös verkauft worden ist;
 - 4) Bekanntgabe, wieviel Strom aus der betreffenden Anlage im geschlossenen Markt abgesetzt worden ist bzw. welcher Anteil dem Kraftwerk zugerechnet wird;
 - 5) Bekanntgabe, welche Handelsgewinne erwirtschaftet wurden und welche auf den Einsatz bzw. das Vorhandensein des Kraftwerks zurückzuführen sind.
- Die Behandlungen dieser Daten durch die Kantone untersteht der **Vertraulichkeit analog dem Steuerrecht**.
- Die Datentransparenz muss - zu Plausibilierungs- und anderweitig vollzugsseitig begründeten Zwecken - zusätzlich, zumindest aber **subsidiär, unter Einbezug von staatlichen Aufsichtsbehörden wie die ElCom** sichergestellt werden können.
- Das Modell darf **keinerlei Wälzung des Wasserzinses über einen Netzzuschlag** vorsehen;
- Das Modell ist so zu gestalten, dass Gemeinden und Kantone **auch künftig noch bereit sind, Konzessionen zu verleihen**.



DIE GEBIRGSKANTONE

Regierungskonferenz der Gebirgskantone
Conférence gouvernementale des cantons alpins
Conferenza dei governi dei cantoni alpini
Conferenza de las regenzas dals chantuns alpins

Wir danken Ihnen nochmals für die Möglichkeit zur Stellungnahme und wir ersuchen den Bundesrat unseren Argumenten bei der Überarbeitung der Vorlage ernsthafte Beachtung zu schenken.

Mit freundlichen Grüßen

REGIERUNGSKONFERENZ DER GEBIRGSKANTONE

Der Präsident:

Dr. Christian Vitta

Der Generalsekretär:

Fadri Ramming

Beilagen:

- „Erträge mit der Wasserkraft in den Jahren 2000 -2016“ - Grundlagenbericht 28.08.2017; erstellt im Auftrage der Gebirgskantone und der Kantone Aargau und Bern durch BHP - Hanser und Partner AG, Zürich
- „Das Erlöspotenzial der Schweizer Grosswasserkraft“ - Studie vom 28.08.2017; erstellt im Auftrag der Gebirgskantone durch Prof. Dr. Karl Frauendorfer, Institute für Operations Research und Computational Finance, Universität St.Gallen

Kopie an:

- revision-wrg@bfe.admin.ch

Erträge mit der Wasserkraft in den Jahren 2000 bis 2016

Grundlagenbericht

Auftraggeber:



DIE GEBIRGSKANTONE

Ragionungskonferenz der Gebirgskantone
Conférence gouvernementale des cantons alpins
Conférenza dei governi dei cantoni alpini
Conférenza da las reganzas dals chantuns alpins



Kanton Bern

Kanton Aargau

Zürich, 28. August 2017

Impressum

Auftraggeber	<p>Regierungskonferenz der Gebirgskantone, Hinterm Bach 6, Postfach 658, 7002 Chur</p> <p>Kanton Aargau, Departement Bau Verkehr und Umwelt, Abteilung Energie, Entfelderstrasse 22, 5001 Aarau</p> <p>Amt für Umweltkoordination und Energie AUE, Bau-, Verkehrs- und Energiedirektion des Kantons Bern, Reiterstrasse 11, 3011 Bern</p>
Bearbeitung	<p>BHP – Hanser und Partner AG:</p> <p>Peder Plaz, Partner</p> <p>Irene Bösch, Projektleiterin</p>
Offenlegung von Quellen	<p>Die in diesem Dokument verwendeten Inhalte, Angaben und Quellen wurden mit grösster Sorgfalt zusammengestellt. Die Ausführungen beruhen teilweise auf Annahmen, die auf Grund des zum Zeitpunkt der Auftragsbearbeitung zugänglichen Materials für plausibel erachtet wurden.</p> <p>Die verwendeten Quellen und wortwörtlichen Zitate werden offenlegt. Bei der Verwendung von theoretischen oder wissenschaftlichen Konzepten, welche den gegenwärtigen Erkenntnissen der Wissenschaft entsprechen, wird zur Wahrung der Lesbarkeit und Verständlichkeit auf eine explizite Quellenangabe verzichtet.</p> <p>Gleichwohl kann BHP – Hanser und Partner AG für die Richtigkeit der gemachten Annahmen keine Haftung übernehmen.</p>
Projektnummer	28022.02

Die Ergebnisse auf einen Blick

- 1.** Aufgrund der verwendeten Stichprobe ist davon auszugehen, dass **die Produktionskosten (Ebene Partnerwerk) der Wasserkraft in den letzten 16 Jahren durchschnittlich 5.1 Rp./kWh** betragen. Im betrachteten Zeitraum haben sich die Produktionskosten insofern verändert, als dass die Wasserzinsen um rund 0.4 Rp./kWh erhöht wurden und auf der Seite des Finanzaufwands eine Entlastung von rund 0.5 Rp./kWh erfolgte. Trotz markanter Investitionen im betrachteten Zeitraum veränderte sich das Niveau des investierten Kapitals nur unwesentlich.
- 2.** Im **Geschäft innerhalb der Schweiz** hätte die Elektrizitätsbranche als Ganzes über alle Wertschöpfungsstufen hinweg den Strom aus Wasserkraft während den letzten 16 Jahren immer gewinnbringend verkaufen können. Die Nettomarge des verkauften Stroms aus Wasserkraft der gesamten Branche lag auch 2016 im positiven Bereich. Die aktuell schwierige Lage einzelner Unternehmen der Energiewirtschaft ist daher nicht auf die mangelnde Rentabilität der Wasserkraftproduktion alleine zurückzuführen. Es handelt sich dabei auch um Probleme der Branchenstruktur.
- 3.** Der Zuschlag für das höherwertige Produktionsprofil **der CH-Wasserkraft gegenüber dem Swissix Spot Base** lag in den letzten 16 Jahren zwischen drei und dreizehn Prozent bezogen auf die gesamte Wasserkraft. Darüber hinaus bieten sich heute Potenziale für weitere zusätzliche Erträge aufgrund der Möglichkeiten der Portfoliooptimierung durch den Einsatz von Speicherkraftwerken sowie über die Monetarisierung des ökologischen Werts der Wasserkraft. Die potenziellen Erträge aus der Portfoliooptimierung wurden aufgrund fehlender öffentlicher Daten nicht abschliessend beziffert, dürften aber aufgrund von Annäherungsrechnungen im Bereich von 0.5 – 1 Rp./kWh liegen. Die Erneuerbarkeit von Wasserkraft wurde im Betrachtungszeitraum erst marginal in ökonomische Werte umgewandelt, obwohl von Konsumenten eine Zahlungsbereitschaft für Energie aus erneuerbaren Quellen offensichtlich besteht. Aktuelle Tendenzen lassen eine bessere Ausschöpfung dieses Wertes für die Zukunft erwarten.
- 4.** Die **Reingewinne der EVU** sind in den letzten 16 Jahren deutlich angestiegen und wurden überwiegend als Gewinnvortrag in den Unternehmen behalten. Die Dividendenausschüttungen hatten in den Jahren 2008 bis 2010 Höchststände erreicht. Da sich die Investitionen in Anlagen, Immobilien, Mobilien und Beteiligungen bei in etwa gleichbleibender inländischer Stromproduktion mehr als verdoppelt haben, ist davon auszugehen, dass ein grosser Teil der Investitionen auf das Ausland entfiel.
- 5.** Falls das Wasserzinsmodell flexibilisiert werden sollte, ist aufgrund der vorliegenden Erkenntnisse grundsätzlich festzulegen, **ob die Erträge des Grosshandels (z.B. EEX) oder des Detailhandels (Versorgung Endkonsument)** als Basis für eine Indexierung betrachtet werden sollen. Solange der Markt nicht geöffnet ist, spielt der Detailhandel eine wesentliche Rolle und die Energietarife für Konsumenten sind zu berücksichtigen. Sollte der Grosshandel als bestimmende Grösse verwendet werden, so ist darauf zu achten, dass zusätzlich zu den Produktionskosten der Partnerwerke maximal die Gemeinkosten für den Grosshandel hinzugeschlagen werden. Ein Wechsel des Wasserzinsmodells hin zu einem flexibilisierten Modell mit Ressourcenrente setzt zudem zwingend die Offenlegung der Daten zu sämtlichen Kos-

ten und Erlösen die mit den Wasserkraftwerken und den damit zusammenhängenden Geschäften auf nachgelagerten Wertschöpfungsstufen erzielt werden. Insbesondere sind auch die vollständigen durch Wasserkraft erzielbaren Erträge wie tatsächlicher Energiewert, spekulative Handelserträge, Systemdienstleistungen oder Intraday-Erträge bzw. Flexibilitätsprämien, Wert der Erneuerbarkeit (Zahlungsbereitschaft Kunden für erneuerbare Energie) der Wasserkraft zuzurechnen.

Inhaltsverzeichnis

Die Ergebnisse auf einen Blick	3
1 Einleitung	7
2 Produktionskosten der Partnerwerke	8
2.1 Methodik	8
2.2 Produktionskosten	10
2.3 Eigen- und Fremdkapital	11
2.4 Zusammenfassende Betrachtung	13
3 Markt- und Konsumentenpreise für Elektrizität	14
3.1 Marktpreise	14
3.2 Konsumentenpreise	14
4 Gewinne der Wasserkraft im Schweizer Markt	17
5 Aussenhandel	19
5.1 Bruttogewinne im Aussenhandel	20
5.2 Nettogewinne durch den Export von Wasserkraft	23
5.3 Zusammenfassende Betrachtung	26
6 Wertigkeit der Wasserkraft	27
7 Systemdienstleistungen	31
8 Ökostrom	33
9 Gewinnverwendung der EVU	35
10 Fazit	40
10.1 Erträge der Schweizer Wasserkraft	40
10.2 Beantwortung der Fragestellungen	41
Literaturverzeichnis	47

1 Einleitung

Hintergrund und Fragestellungen

Anstehende Verhandlungen

Die gegenwärtige gesetzliche Regelung zum bundesrechtlichen Wasserzinsmaximum (Art. 49 WRG) ist bis zum 31. Dezember 2019 befristet. Der Bundesrat ist deshalb aufgefordert, dem Parlament rechtzeitig einen Vorschlag für die Wasserzinsregelung ab 2020 vorzulegen.

Bei der Diskussion um das Wasserzinsmaximum spielen auch die Argumente rund um das Thema, wer in der Vergangenheit wie stark von den Erträgen der Wasserkraft profitiert hat, eine Rolle. Der hier vorliegende Bericht zeigt die Daten, Fakten und Zusammenhänge auf und beantwortet die folgenden Fragen:

- Welche Gewinne hätten in den letzten 16 Jahren mit der Wasserkraft erzielt werden können, wenn die gesamte Produktion am Spot-Markt verkauft worden wäre?
- Wie haben die Elektrizitätsgesellschaften die potenziellen Gewinne der Wasserkraft verwendet?
- Wie sind die Erkenntnisse im Lichte anderer bestehender Untersuchungen zu werten?
- Welche Erkenntnisse ergeben sich für die Wasserkraftkantone aufgrund der Analysen in diesem Bericht?

Zweck des Berichts

Fundierte Argumentationsgrundlage

Der vorliegende Bericht soll einen Überblick über die Frage der Erträge der Schweizer Wasserkraft für den Zeitraum 2000 bis 2016 schaffen, da entsprechende konsolidierte Daten bisher nicht vorhanden waren.

Der Bericht **basiert wegen fehlenden verlässlichen Datengrundlagen teilweise auf annähernden Schätzungen und abgeleiteten Annahmen, welche genug fundiert sind, um als annähernde Diskussionsgrundlage zu dienen**. Der Bericht kann aufgrund der punktuellen statistischen Lücken jedoch keinen Anspruch auf Vollständigkeit oder statistische Genauigkeit erheben und kann nicht zu anderen Zwecken als den im Auftrag definierten eingesetzt werden.

Datengrundlagen und Methodik

Vielzahl von Quellen ergänzt mit Annahmen und Schätzungen

Die durch die Schweizer Wasserkraft generierten Gewinne hängen primär von den Jahreskosten¹ der Kraftwerke, den Vermarktungskosten der Energieversorger und den durch die Konsumenten in der Schweiz bezahlten Elektrizitätspreisen ab. Dazu kommen Gewinne, welche aufgrund der höheren Wertigkeit der Wasserkraft und der internationalen Handelsmöglichkeiten entstehen. Weiter können Gewinne im Bereich der Systemdienstleistungen direkt der Wasserkraft zugeordnet werden. Anschliessend ist für die Beurteilung der Gewinne auch die Bedeutung der Erneuerbarkeit der Wasserkraft zu reflektieren.

Im zweiten Teil des Berichts wird die Verwendung der Gewinne der Schweizer Wasserkraft auf der Basis der Elektrizitätsstatistik des Bundesamts für Energie und ausgewählter Geschäftsberichte grosser Stromkonzerne analysiert.

¹ Wir sprechen in diesem Bericht bei absoluten Grössen (in CHF) von Jahreskosten und bei Rp./kWh von Produktionskosten.

2 Produktionskosten der Partnerwerke

2.1 Methodik

Repräsentative
Stichprobe

Die Kosten zur Produktion einer Stromeinheit aus Wasserkraft haben wir mithilfe eines unserer Meinung nach für die gesamtschweizerische Grosswasserkraftproduktion repräsentativen „Korb von Kraftwerken“ (Partnerwerke) analysiert. Die betrachteten Partnerwerke liegen in den Kantonen Graubünden, Aargau, Wallis, Bern und Tessin und umfassen rund ein Drittel der gesamten Wasserkraftproduktion in der Schweiz. Im Korb sind typische Lauf- und Speicherkraftwerke berücksichtigt.

Für **das Jahr 2014/15²** verfügen wir über eine **breite Stichprobe**, welche 35 Prozent der Energieproduktion aus Laufwasserkraft und 79 Prozent der Energieproduktion aus Speicherkraft umfasst. Auf der Basis dieser breiten Stichprobe haben wir für die Detailanalyse eine kleinere Stichprobe zusammengestellt. Die in diesem Bericht für den **Längsschnitt (Zeitraum 1999 bis 2016) verwendete (kleinere) Stichprobe** umfasst die 14 Kraftwerke in Tabelle 2, wobei diese Stichprobe ca. 10 Prozent der Energieproduktion aus Laufwasserkraft und ca. 60 Prozent der Energieproduktion aus Speicherkraft abdeckt. Die mittleren Produktionskosten³ dieser Stichprobe betragen 2016 4.99 Rp./kWh. Die kleinere Stichprobe ist bezüglich der Kostenniveaus für die Schweizer Wasserkraft und die vorliegenden Fragen zweckmässig und repräsentativ.

Im Bericht verwenden wir jeweils den mit dem Produktionsvolumen gewichteten Durchschnitt der Partnerwerke⁴. Aussagen, welche sich auf die Stichprobe beziehen, sind mit „Partnerwerke^{SP}“ gekennzeichnet. Wenn sich zwischen den einzelnen Kraftwerkstypen (Laufkraft⁵ vs. Speicherkraft) deutliche Unterschiede zeigen, gehen wir auf diese ein. Auf eine konsequente Unterteilung in Lauf- und Speicherkraft haben wir verzichtet, da bei den Speicherkraftwerken in der Regel auch ein Anteil Laufkraft inbegriffen ist und vorläufig das Gesamtbild von Interesse ist.

Sollten künftig differenziertere Betrachtungen zu Lauf- und Speicherkraft notwendig sein, können diese aufgrund der vorhandenen Daten vorgenommen werden.

² Die Mehrheit der Angaben der Kraftwerke gilt für das Jahr 2014/2015. Einzelne Kraftwerke sind aufgrund unterschiedlicher Jahresabschlusssterminen mit den Daten für 2014 oder 2015 erfasst.

³ Die mittleren Produktionskosten werden in diesem Bericht immer mit der Produktionsmenge pro Kraftwerk gewichtet. Wir sprechen in diesem Bericht bei absoluten Grössen (in CHF) von Jahreskosten und bei Rp./kWh von Produktionskosten.

⁴ Mit Ausnahme von zwei Werken, welche weniger als 2.5 Prozent der produzierten Energie an Konzessionsgemeinden oder bevorzugte Partner abgeben, wird die gesamte Energieproduktion an die Partneraktiönäre geliefert.

⁵ Innerhalb der Laufwasserkraft unterscheiden wir aufgrund der Verfügbarkeit entsprechender Daten nicht zwischen Nieder- und Hochdrucklaufwasserkraft. Die Gestehungskosten von Niederdrucklaufwasserkraft liegen in der Regel unterhalb der Kosten bei Hochdrucklaufwasserkraft welche sich eher an den Speicherkraftwerken orientieren (Filippini und Geissmann 2014). Die beiden Produktionstypen weisen in der Schweiz ähnliche Produktionsvolumina auf.

Tab. 1 Verwendete Stichprobe

	Partnerwerk	Typ ⁶	Produktion 2016 (GWh)	Kan- ton	Heim- fall (Jahr)	Jahre in der Stich- probé
		L = Laufkraft S = Speicher- kraft				
1	Kraftwerk Rei- chenau AG	L	107.6	GR	2042	1998 - 2015/16
2	Kraftwerk Ruppers- wil-Auenstein AG	L	220.3	AG	2018	2001/02 - 2015/16
3	Rhönewerke AG	L	420.9 ⁷	VS	(2004)	1999 - 2016
4	Kraftwerke Gösche- nen AG ⁸	S/L ⁹	498.0	UR	2043	1999 - 2016
5	Kraftwerk Wassen AG	L	240.0	UR	2043	1999 - 2016
6	Kraftwerk Amsteg AG	L	397.0	UR	2043	1999 - 2016
7	Blenio Kraftwerke AG	S	945.7	TI	2042	1998/99 - 2015/16
8	Engadiner Kraftwer- ke AG	S	1'252.9	GR	2050 / 2074	1998/99 - 2015/16
9	Electricité d'Emos- son AG	S	751.5	VS	2017 / 2055	1998/99 - 2016
10	Kraftwerke Hinter- rhein AG	S	1'399.2	GR	2042	1998/99 - 2015/16
11	Kraftwerke Matt- mark AG	S	607.5	VS	2046	1998/99 - 2015/16
12	Kraftwerke Mauvoi- sin AG	S	1'031.2	VS	2041	1998/99 - 2015/16
13	Kraftwerke Ober- hasli AG	S	2'130.0	BE	2042	1999 - 2016 (prov.)
14	Maggia Kraftwerke AG	S	1'319.4	TI	2035 / 2048	1998/99 - 2015/16
	Total		12'620.4			

Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf Basis der Jahresberichte der Partnerwerke und des BFE (2016b)

⁶ Die Einteilung erfolgt gemäss der Statistik „Die bedeutendsten Wasserkraftanlagen der Schweiz“ des Bundesamts für Energie (BFE 2016c). Teilweise sind in den einzelnen Kraftwerken beide Elemente Lauf- und Speicherkraft vorhanden, z.B. beim Kraftwerk Göschenen.

⁷ Eigenproduktion

⁸ Seit 1.1.2015 eine Tochtergesellschaft der SBB.

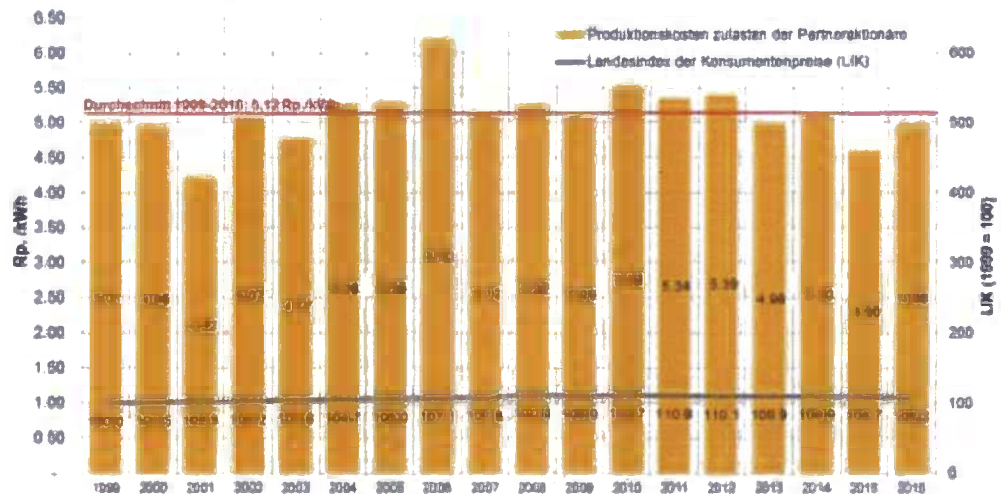
⁹ Rund zwei Drittel Speicher- und ein Drittel Laufwasserkraft.

2.2 Produktionskosten

Mehr Wasserzinsen,
weniger Kapitalzin-
sen

Die den Partneraktionären verrechneten Produktionskosten der Partnerwerke^{SP} betragen zwischen 1999 und 2016 durchschnittlich 5.12 Rp./kWh.

Abb. 1 Entwicklung der Produktionskosten der Partnerwerke^{SP} seit 1999



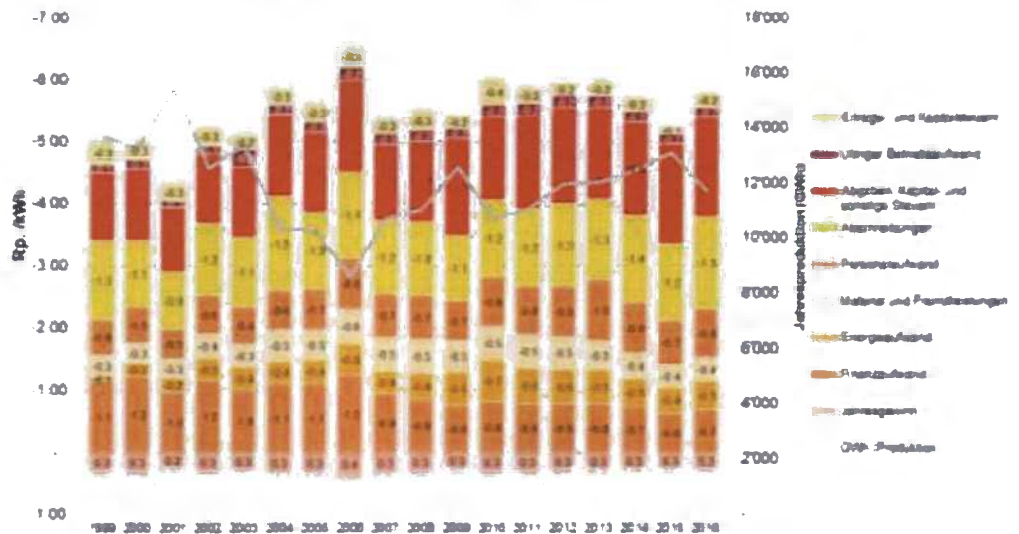
Quelle: Jahresberichte der Partnerwerke, BFS (2017)

Zur Erklärung dieser Entwicklung betrachten wir die Betriebsaufwendungen der Partnerwerke. Diese umfassen alle für die Energieproduktion notwendigen Betriebskosten. Die untenstehende Abbildung zeigt, dass sich die Bedeutung einzelner Kostenpositionen der Partnerwerke^{SP} über die Jahre verändert hat.

Die wesentlichsten Positionen sind die Abschreibungen und die Abgaben zuhanden der öffentlichen Hand. Die Abschreibungen liegen nach zwischenzeitlichen Schwankungen mit 1.5 Rp./kWh aktuell über dem Niveau von 1998/99. Die Abgaben zuhanden der öffentlichen Hand, d.h. Wasserzinsen und Steuern, sind im gleichen Zeitraum von 1.1 Rp./kWh auf 1.6 Rp./kWh gestiegen, was durch die Erhöhung der Wasserzinsen zu erklären ist.

Die Aufwendungen für Energie sind deutlich angestiegen und die Personalkosten haben sich leicht erhöht. Prozentual wesentlich verändert hat sich die Bedeutung des Finanzaufwandes, der von 1.1 Rp./kWh auf 0.7 Rp./kWh gesunken ist. Bei der Interpretation der Schwankungen in Rappen pro Kilowattstunde ist auch die sich verändernde Produktionsmenge zu berücksichtigen, v.a. bei den Fixkosten.

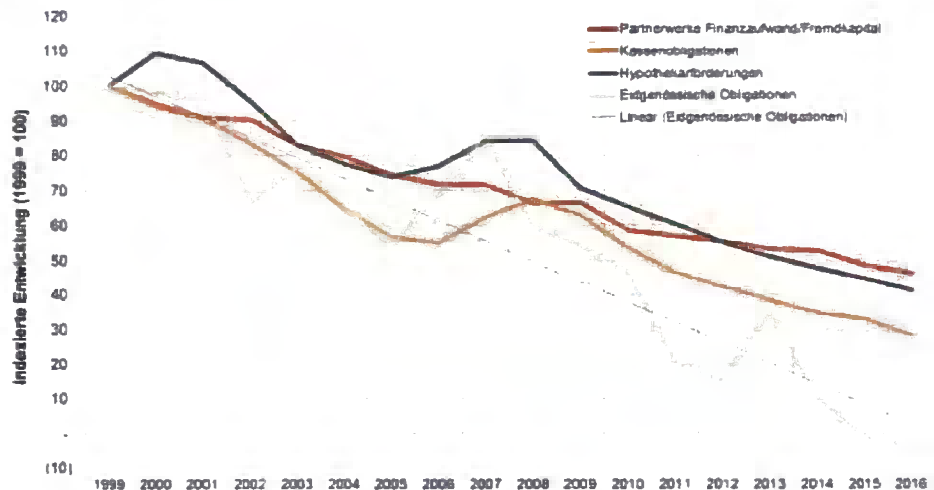
Abb. 2 Verteilung der Betriebsaufwendungen der Partnerwerke in der Stichprobe seit 1999



Quelle: Jahresberichte der Partnerwerke

Im Vergleich mit der Entwicklung von zehnjährigen Obligationen oder Hypothekarforderungen ist das Verhältnis Finanzaufwand/Fremdkapital der Partnerwerke unterdurchschnittlich gesunken (siehe folgende Abb.). Weil die eidg. Obligationen stärker schwanken und rascher reagieren, kann ein Teil dieser Ausdehnung mit einer zeitlichen Verzögerung erklärt werden. Der verbleibende Teil müsste mit einer Zunahme der Risikokosten oder durch einen Verzicht auf die Weitergabe von günstigeren Kapitalmarktkonditionen erklärt werden. Wir vermuten, dass die Risikokosten im Vordergrund der Erklärung stehen.

Abb. 3 Entwicklung von Finanzaufwand/Fremdkapital im Vergleich mit Wertpapieren mit einer Laufzeit von zehn Jahren



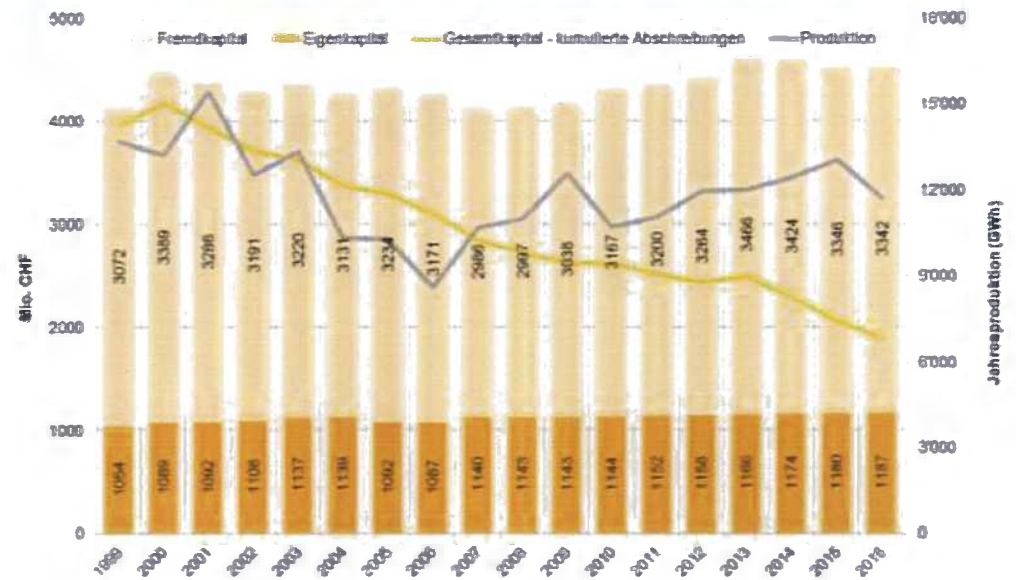
Quelle: Jahresberichte der Partnerwerke, SNB (2016)

2.3 Eigen- und Fremdkapital

Kaum Veränderungen

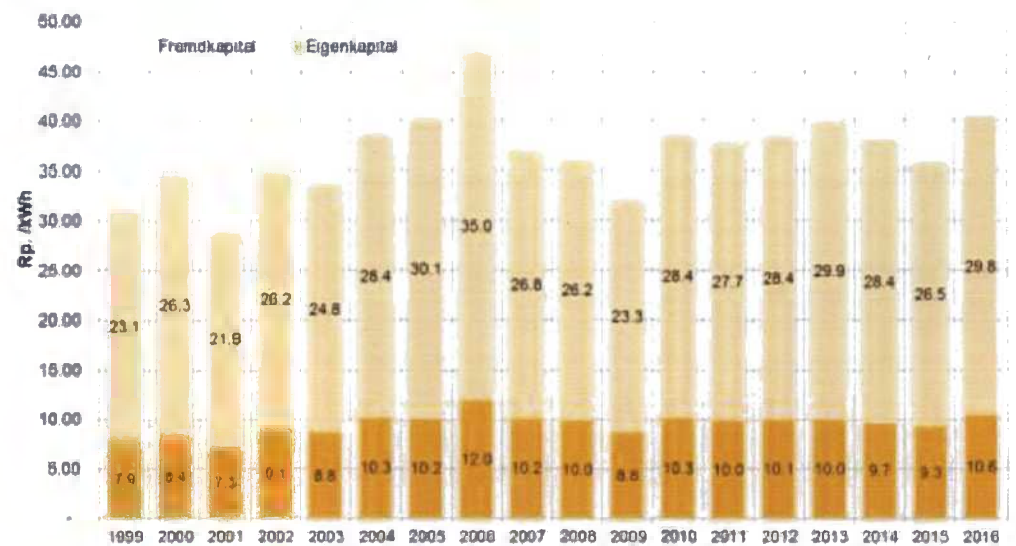
Seit 1999 ist das Eigenkapital der Partnerwerke^{SP} um 13 Prozent und das Fremdkapital um 9 Prozent angestiegen.

Abb. 4 Entwicklung von Eigen- und Fremdkapital der Partnerwerke in der Stichprobe (in CHF)



Quelle: BHP – Hanser und Partner AG basierend auf den Jahresberichten der Partnerwerke in der Stichprobe

Abb. 5 Entwicklung von Eigen- und Fremdkapital der Partnerwerke in der Stichprobe (in Rp./kWh)

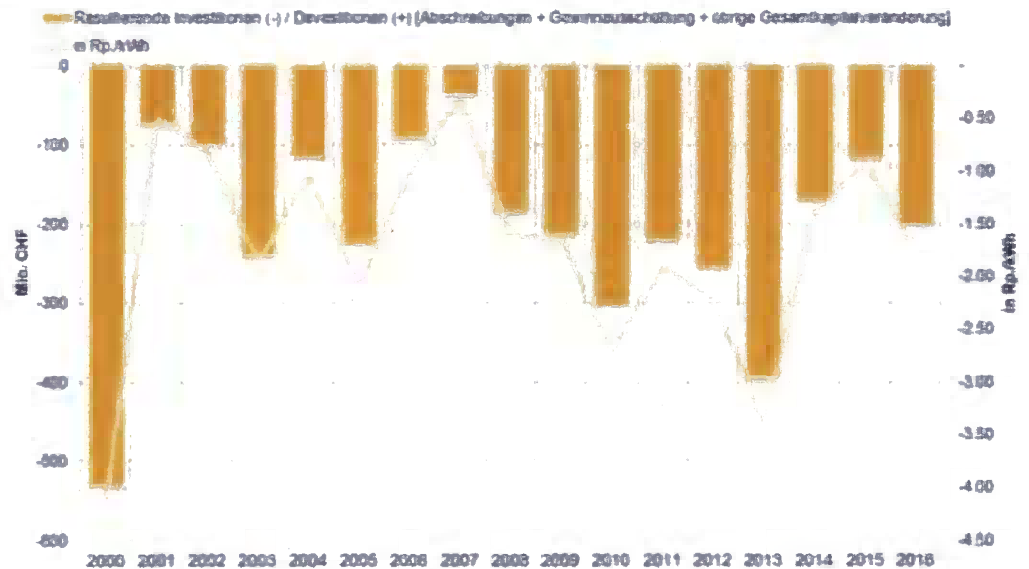


Quelle: Jahresberichte der Partnerwerke

Es wäre aufgrund der abnehmenden Dauer bis zum Heimfall zu erwarten, dass das investierte Kapital mit den Amortisationen laufend abnimmt (Gelbe Linie oben in der folgenden Abbildung als Orientierungsgrösse). Dies ist zwar geschehen, aber weniger stark als erwartet. Es ist daher zu vermuten, dass in den letzten Jahren umfangreiche Investitionen in die Kraftwerkanlagen vorgenommen wurden. Auch der Blick auf das (hier nicht detailliert dargestellte) Anlagevermögen der Partnerwerke^{SP} deutet in diese Richtung. Ein genauerer Blick auf die Investitionen zeigt denn auch, dass im betrachteten Zeitraum für die Kraftwerke in der Stichprobe wesentliche Investitionen vorgenommen wurden. Gründe dafür sind einerseits die gesetzlich vorgeschriebenen Gewässer-sanierungen, die oft mit einer gleichzeitigen Optimierung der Anlage einher gingen und andererseits Investitionen im Zusammenhang mit dem Heimfall, da einige Kraftwerke der Stichprobe im betrachteten Zeitraum neu konzidiert wurden (insb. Laufwasser-

kraftwerke). Die Heimfallthematik bewirkt auch, dass der Kapitaleinsatz pro Kilowattstunde bei den in der Stichprobe enthaltenen Laufwasserkraftwerken in den letzten Jahren leicht sinkend war. Insgesamt ist die Entwicklung bei Lauf- und Speicherkraftwerken ähnlich, wobei sich der Kapitaleinsatz bei Laufwasserkraftwerken aufgrund des geringeren Investitionsbedarfs auf einem deutlich tieferen Niveau bewegt.

Abb. 6 Implizite Investitionen der Partnerwerke in der Stichprobe (Schätzung)



Quelle: BHP – Hanser und Partner AG basierend auf den Jahresberichten der Partnerwerke in der Stichprobe

Durchschnittliche Produktionskosten^{SP} seit 1999 auf Niveau von 5.1 Rp./kWh

2.4 Zusammenfassende Betrachtung

Aufgrund der verwendeten Stichprobe ist davon auszugehen, dass die Produktionskosten der Wasserkraft seit dem Jahr 1999 durchschnittlich 5.1 Rp./kWh betragen. Sie haben sich insofern verändert, als dass die Abgaben zuhanden der öffentlichen Hand (Wasserzinsen und Steuern) um rund 0.5 Rp./kWh erhöht wurden und seitens Finanzaufwand eine Entlastung von rund 0.4 Rp./kWh erfolgte. Aufgrund von Investitionen im betrachteten Zeitraum veränderte sich das Niveau des investierten Kapitals nur unwesentlich.

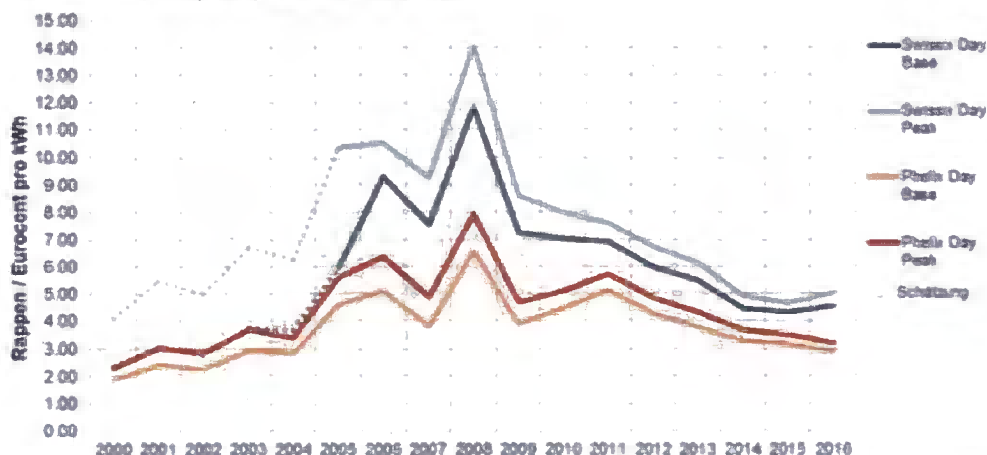
3 Markt- und Konsumentenpreise für Elektrizität

3.1 Marktpreise

Marktpreise Swissix erst ab 2006 verfügbar

Die Marktpreise werden seit 2006 durch den Swissix abgebildet. Für die Jahre 2000 bis 2005 wurde der Marktpreis auf der Basis des Phelix geschätzt. Dazu wurde die Differenz von Swissix und Phelix (Day Base, Peak) der Jahre 2006 bis 2016 als Faktor berechnet und auf den Phelix der Jahre 2000 bis 2005 angewandt. Die Marktpreise wurden zu laufenden Wechselkursen (Jahresmittelwerte) von Euro in Schweizer Franken umgerechnet.

Abb. 7 Entwicklung der Marktpreise (Schätzung)



Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von EEX (2017)

3.2 Konsumentenpreise

Konsumentenpreise nicht gleich Marktpreise

Für die Berechnung der Erträge der Wasserkraft sind die tatsächlich von Konsumenten bezahlten Elektrizitätspreise relevant. Bis 2009 bestand keine Wahlmöglichkeit des Energieversorgers, d.h. alle Konsumenten haben die Tarife ihres jeweiligen EVU bezahlt. Seit 2009 unterscheiden sich die durchschnittlich bezahlten Konsumentenpreise von den durchschnittlichen Tarifen der EVU, da Konsumenten mit einem Bedarf von mehr als 100 MWh pro Jahr die Möglichkeit haben, in den freien Markt zu wechseln und ihren Versorger selbst zu wählen. Konsumenten mit einem geringeren Bedarf bezahlen nach wie vor die Tarife ihres jeweiligen EVU.

In diesem Kapitel analysieren wir die durchschnittlichen Konsumentenpreise der letzten Jahre. Dabei gehen wir von den Konsumentenpreisen seit 2009 aus, da diese von der EICom erhoben und transparent ausgewiesen werden. Anschliessend schätzen wir auf dieser Basis die Konsumentenpreise vor 2009.

Konsumentenpreise ab 2009

Ab 2009: Konsumentenpreise = Mischung Tarife EVU und Marktpreise

Seit 2009 ist der Markt für Konsumenten mit einem Jahresbedarf von mehr als 100 MWh liberalisiert und ein zunehmender Anteil an Grosskunden ist im liberalisierten Marktumfeld aktiv. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, welcher Anteil des Stromverbrauchs sich direkt an den Marktpreisen orientiert. Der Anteil hängt im Wesentlichen von der Anzahl und der Wechselrate von Grosskunden ab.

Zunehmende Nutzung des freien Marktes

Gemäss EICom (2015, 2016) haben rund ein Prozent der Endverbraucher das Recht auf Marktzugang. Diese konsumieren ca. 22 TWh Elektrizität. Die Wechselraten sind

seit der Marktöffnung kontinuierlich gestiegen. 2016 machen 56 Prozent der marktberechtigten Endverbraucher vom freien Markt Zugang Gebrauch. Somit orientieren sich 16.3 TWh Endverbrauch direkt an den Marktpreisen, d.h. ca. 28 Prozent des Landesverbrauchs. Es ist davon auszugehen, dass sie gegenüber den Marktpreisen einen Aufschlag von wenigen Prozenten für die Bereitstellung der Energie an die EVU bezahlen.¹⁰

Diejenigen EVU, welche über keine oder wenig eigene Elektrizitätsproduktion verfügen, beschaffen ebenfalls am Markt. Die Kunden dieser EVU können daher als „quasi-liberalisiert“ betrachtet werden. Da sie ihren Elektrizitätslieferanten nicht frei wählen können, sind sie dennoch an die Tarife des EVU gebunden, welcher sich aber am Markt orientiert. D.h. die Tatsache, dass ein Teil der Konsumenten „quasi-liberalisiert“ ist, bildet sich in den sinkenden Durchschnittstarifen der EVU ab.

Tab. 2 Wechselraten aller Endkonsumenten mit mehr als 100 MWh p.a.

	Marktberechtigte Endverbraucher, welche vom freien Markt Zugang Gebrauch gemacht haben		Gesamter Endverbrauch Schweiz (GWh)	Anteil bezogene Energiemenge an Endverbrauch (in %)
	in % aller marktberechtigten Endverbraucher	Bezogene Energiemenge (GWh)		
2011	7%	2'860	58'599	5%
2012	9%	4'400	58'973	7%
2013	13%	6'160	59'323	10%
2014	27%	10'340	57'466	18%
2015	33%	11'660	58'246	20%
2016	56%	16'280	58'239	28%

Quelle: ECom (2015)

Hochgerechnet auf alle Konsumenten ergibt sich dadurch eine seit 2009 stetig grösser werdende Differenz zwischen den Energietarifen gemäss ECom und den tatsächlich bezahlten Energiepreisen. Im Jahr 2016 lag der tatsächlich durch die Konsumenten bezahlte durchschnittliche Energiepreis aufgrund der hier dargestellten Berechnungen bei 6.35 Rp./kWh, d.h. 0.7 Rp./kWh unter dem durchschnittlichen Energietarif von 7.05 Rp./kWh.

Die hier dargestellten Berechnungen entsprechen der Zuordnung von Energiemengen an die Konsumenten gemäss dem Bundesgerichtsurteil zu den Energiekosten, welches am 20. Juli 2016 gefällt wurde.¹¹ Das Bundesgerichtsurteil wird Änderungen für die Preisbildung und die Margenverteilung nach sich ziehen, welche aber zum heutigen Zeitpunkt nicht vollständig absehbar sind.¹²

¹⁰ Für das Jahr 2017 ist die Wechselrate weiter angestiegen (ECom 2016): Von 56 Prozent im Jahr 2016 auf 63 Prozent im Jahr 2017. Insgesamt 79 Prozent der von den Grossverbrauchern bezogenen Energie wird am freien Markt gehandelt.

¹¹ **Bundesgerichtsurteil vom 20. Juli 2016 (2C_681/2015, 2C_682/2015):** Die ECom verteilt die Kosten des Energieportfolios (Eigenproduktion und Einkauf) auf die Endverbraucher in der Grundversorgung und die freien Kunden entsprechend den gelieferten Energiemengen. Das Bundesgericht bestätigte, dass diese sog. „Durchschnittspreis-Methode“ gesetzmässig ist. Dadurch wird sichergestellt, dass Preisvorteile der Netzbetreiber aufgrund ihres Marktzugangs anteilmässig auch an die Endverbraucher in der Grundversorgung weitergegeben werden (Art. 6 Abs. 5 StromVG). Im Gegensatz dazu ist es unzulässig, die Eigenproduktion lediglich an die Endverbraucher in der Grundversorgung und den Einkauf lediglich den freien Kunden anzulasten, da somit nur die freien Kunden von Preisvorteilen profitieren würden.

¹² Siehe u.a. Energiate Meldung vom 28. September 2016 („Kunden im liberalisierten Markt sehr preissensitiv“)

Konsumentenpreise bis 2009

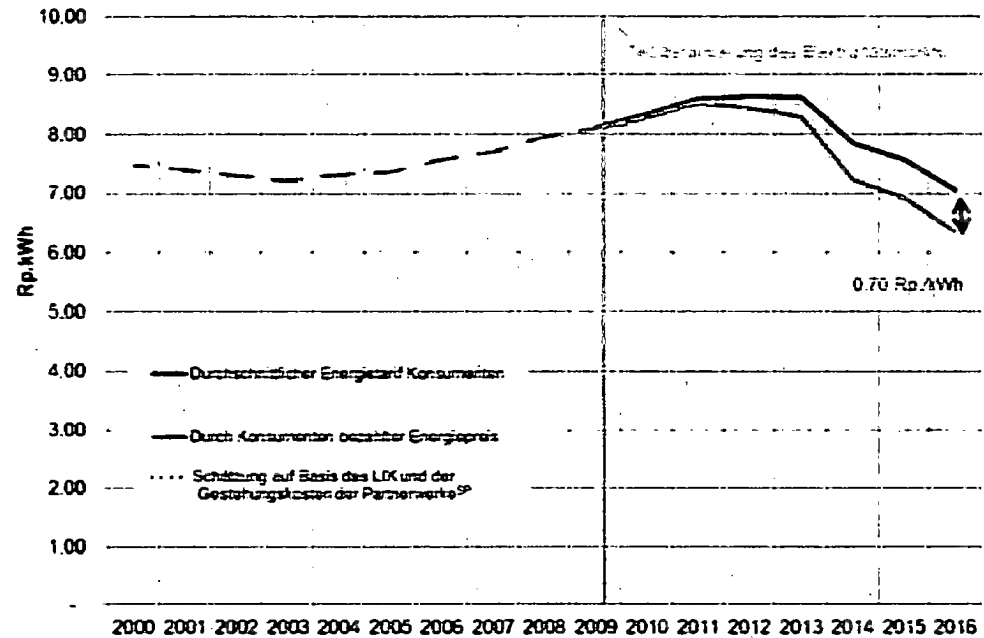
Bis 2009: Schätzungen

Zur Berechnung der theoretisch erzielbaren Gewinne im Schweizer Markt sind Schätzungen zu den Elektrizitätspreisen vor 2009 notwendig, resp. den Tarifen der EVU. Direkte Angaben sind nicht verfügbar, da diese nicht erhoben wurden. Zur Annäherung haben wir die folgenden Daten verwendet:

- Landesindex der Konsumentenpreise (LIK) für Elektrizität (Indexiert, Basisjahr 2015)
- Gestehungskosten der Partnerwerke^{SP} (gleitender Dreijahresdurchschnitt zur Glättung einzelner Ausreisser)

Der LIK zeigt die Entwicklung der gesamten Elektrizitätskosten auf, d.h. die Kosten von Energie und Netznutzung sowie allfälligen weiteren Gebühren. Es ist daher davon auszugehen, dass er die Kostensteigerung tendenziell überschätzt. Die Partnerwerke^{SP} zeigen die Entwicklung der Produktionskosten auf. Ein auf den Produktionskosten basierender Index vernachlässigt die Gemeinkosten und dürfte die Kostensteigerung bei der Energie unterschätzen. Wir kombinieren daher diese beiden Masse und bilden den Mittelwert zur Schätzung der von den Konsumenten tatsächlich bezahlten Energiepreise vor 2009.

Abb. 8 Entwicklung von Energietarifen und von Endkonsumenten bezahlten Energiepreisen (Schätzung)



Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von EICOM (2015,2016), EEX (2017), BFS (2017)

4 Gewinne der Wasserkraft im Schweizer Markt

Einleitung

Vom Bruttogewinn
zum theoretischen
Nettogewinn

In Kapitel 3 sind verschiedene Grundlagen dargestellt worden, mit deren Unterstützung die Gewinne geschätzt werden können, welche in der Vergangenheit durch die Schweizer Wasserkraft erzielt wurden. In Kapitel 4 gehen wir von einem abgeschotteten Markt aus, d.h. es besteht keine spekulative Handelstätigkeit und die gesamte in der Schweiz produzierte Wasserkraft wird auch in der Schweiz abgesetzt. Für die Berechnungen haben wir unterschiedliche Annahmen getroffen:

- Die **Bruttomarge des Gross- und Detailhandels** entspricht dem Erlös durch den Verkauf von Elektrizität an Endkonsumenten abzüglich der Beschaffungskosten (Jahreskosten der Partnerwerke^{SP})
- Die (gemeinsame) **Nettomarge des Gross- und Detailhandels** entspricht der Bruttomarge des Gross- und Detailhandels abzüglich der Gemeinkosten der beiden Stufen.
- **Gemeinkosten** sind Kosten für die Vermarktung der Energie der Partnerwerke, d.h. Einkauf & Handel sowie Vertrieb. Kosten für zentrale Dienste sind nicht in den Gemeinkosten enthalten. Aufgrund der Analyse von Geschäftsberichten und Branchengesprächen gehen wir auf der Grosshandelsstufe von Gemeinkosten in der Höhe von 0.6 Rp./kWh¹³ für die Energievermarktung in der Schweiz aus. Für die Gemeinkosten auf Detailhandelsstufe Schweiz gehen wir von 1.6 Rp./kWh aus.¹⁴ Da diese Werte stark fixkostengetrieben sind, können die Werte für Unternehmen im Einzelfall wesentlich von den angenommenen Durchschnittswerten abweichen.

Entwicklung der Margen

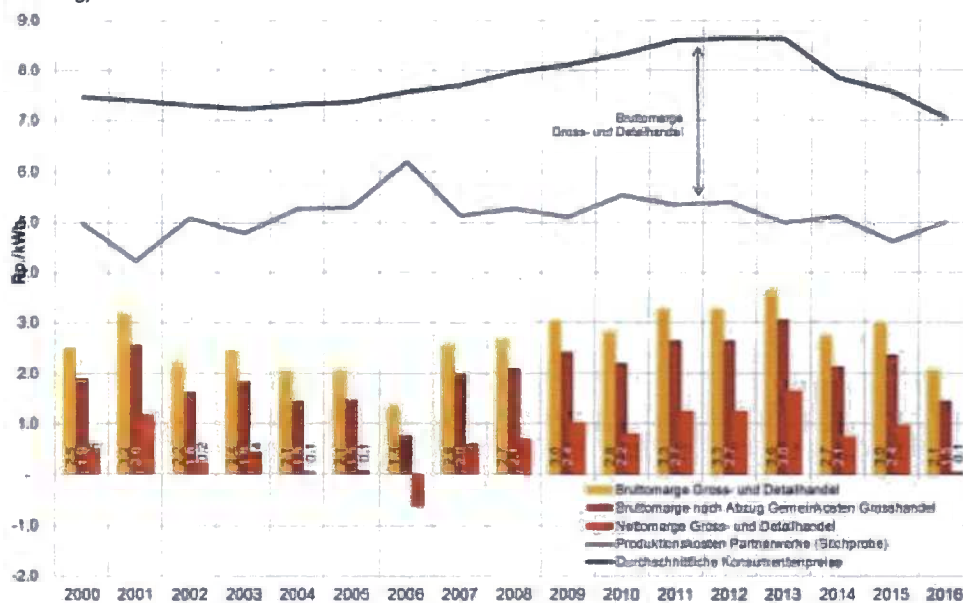
Nettomarge im CH-
Markt nach wie vor
vorhanden

Durch den Verkauf von Schweizer Wasserkraft im Schweizer Elektrizitätsmarkt konnten unter den in diesem Bericht getroffenen Annahmen in den letzten 15 Jahren durchgehend Gewinne erzielt werden, da die Produktionskosten deutlich unterhalb der Konsumentenpreise lagen. Die Bruttomarge des Gross- und Detailhandels betrug im Jahr 2000 2.6 Rp./kWh. Nach einem zwischenzeitlichen Rückgang zu Beginn der Nullerjahre lag sie in den letzten Jahren deutlich über dem langjährigen Durchschnitt von 2.6 Rp./kWh. Die Nettomarge des Gross- und Detailhandels lag in den letzten Jahren bei durchschnittlich 0.6 Rp./kWh. Die Verteilung der Nettomarge zwischen Gross- und Detailhandel ist dabei abhängig von der Entwicklung der Gestehungskosten, des Swissix und der von den Endkonsumenten bezahlten Strompreise.

¹³ Swisselectric (2015) definiert die Gemeinkosten auf Grosshandelsstufe als Kosten für die zentralen Dienste und die Energievermarktung. Insgesamt liegt die Schätzung der Gemeinkosten von Swisselectric (2015) bei 0.8 Rp./kWh, d.h. 0.2 Rp./kWh höher als in diesem Bericht angenommen.

¹⁴ Diese Schätzung basiert auf der Analyse von Geschäftsberichten einzelner EVU und Studien, siehe z.B. Energy Brainpool (2013).

Abb. 9 Entwicklung der Nettomarge des Gross- und Detailhandels in den Jahren 2000 bis 2016 (Schätzung)



Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von BFE (2017a), EICom (2016), BFS (2016)

Zusammenfassende Betrachtung

Bruttomarge von mehr als 2 Rp./kWh

Im Geschäft innerhalb der Schweiz hätte die Elektrizität aus Wasserkraft während den letzten 16 Jahren gewinnbringend verkauft werden können. Die theoretisch erreichbare Bruttomarge abzüglich der Gemeinkosten des Grosshandels liegt über die gesamte Branche gesehen auch im Jahr 2016 noch bei über zwei Rappen pro Kilowattstunde. Grund dafür ist die Tatsache, dass die Tarife der EVU gemäss EICom deutlich über den Gestehungskosten liegen. Bei der konkreten Höhe der Nettomarge sind die angenommenen Gemeinkosten entscheidend. Aufgrund unserer Schätzungen liegen diese auf Stufe Grosshandel bei ca. 0.6 Rappen pro Kilowattstunde Elektrizität, wobei die Spannweite der einzelnen Unternehmen erheblich sein dürfte.

Innerhalb der Branche deutliche Unterschiede bzgl. Margen vorhanden

Die Auswertungen zum Schweizer Markt zeigen auch, dass sich die individuellen Margen stark nach Eigenproduktionsgrad, Grösse und Kundenportfolio unterscheiden. Vergleichsweise kleine Unternehmen mit grossen Anteilen an Eigenproduktion und eher wenigen gebundenen Kunden dürften in den vergangenen Jahren deutlich niedrigere Margen erzielt haben als grössere Unternehmen mit gebundenen Kunden und wenig Eigenproduktion.

Gross- und Detailhandel mit (teilweise) unterschiedlicher Entwicklung

Die konkrete Aufteilung der gemeinsamen Nettomarge zwischen Gross- und Detailhandel auf die beiden Stufen hängt von unterschiedlichen Faktoren ab, insbesondere der Entwicklung der Börsenpreise (Swissix):

- Liegen die Börsenpreise nahe bei den Produktionskosten, so reduziert dies die Nettomarge des Grosshandels. Sinken sie unter die Produktionskosten (wie aktuell teilweise der Fall), sind die Gemeinkosten nicht mehr vollständig gedeckt.
- Liegen die Börsenpreise nahe bei den Konsumentenpreisen, so reduziert sich die Nettomarge des Detailhandels zugunsten der Marge des Grosshandels.

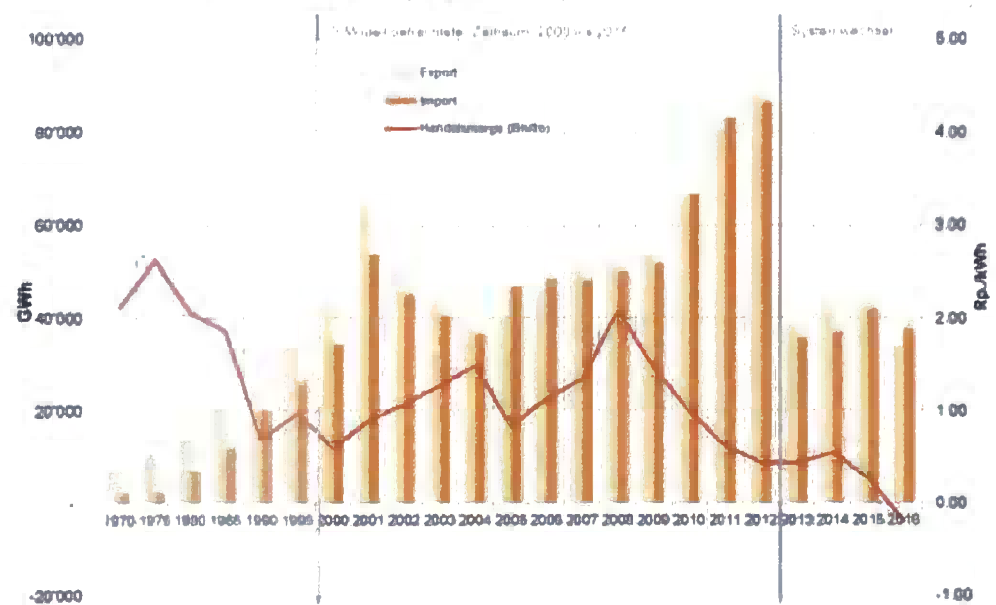
5 Aussenhandel

Aussenhandel mit steigenden Volumina seit den 1970er Jahren

Einleitung

In Kapitel 4 sind wir bei der Analyse der Gewinne der Schweizer Wasserkraft davon ausgegangen, dass die gesamte Wasserkraftproduktion in der Schweiz abgesetzt wurde und kein internationaler Handel betrieben wird. In der Realität ist das Aussenhandelsvolumen¹⁵ der Schweiz seit den 1970er Jahren kontinuierlich angestiegen. Die Handelsmarge, d.h. die Differenz zwischen den durchschnittlichen jährlichen Export- und Importpreisen lag zwischen den Jahren 2000 und 2010 mehrheitlich deutlich über einem Rappen pro Kilowattstunde. 2015 lag sie bei 0.27 Rp./Kilowattstunde gehandelter Elektrizität und 2016 war sie mit -0.2 Rp./kWh im negativen Bereich.

Abb. 10 Entwicklung des Schweizer Aussenhandels mit Elektrizität seit 1975 (basierend auf dem vertraglichen, handelsbasierten Aussenhandel pro Viertelstunde)



2013 wurde infolge der Umstrukturierungen (Fusionen, etc.) von Handelsabteilungen in der Elektrizitätswirtschaft die Systematik angepasst. Konkret wurden handelsbasierte Einfuhr- und Ausfuhrmengen, welche bisher zum Teil brutto zwischen den Stromhändlern anfielen, neu strikter innerhalb der Unternehmen „genettet“.

Quelle: BFE (2017a)

Die Differenz zwischen den für importierte Elektrizität bezahlten und für exportierte Elektrizität erhaltenen Preise pro Kilowattstunden waren dabei in den Jahren 2004 bis 2009 vergleichsweise hoch und sind anschliessend wieder deutlich gesunken.

Es stellt sich daher die Frage, welche Gewinne durch Schweizer Wasserkraft im Aussenhandel möglich waren.

- Welche Gewinne wurden seit dem Jahr 2000 im Aussenhandel mit Elektrizität erzielt?
- Welcher Anteil dieser Gewinne ist dem Export von Schweizer Wasserkraft zuzuordnen?

Die erste Frage kann mithilfe der Aussenhandelsstatistik der Elektrizitätswirtschaft beantwortet werden. Die zweite Frage lässt sich nur näherungsweise beantworten, da sich die Herkunft von Elektrizität physikalisch nicht ermitteln lässt. Um eine Zuordnung vom

¹⁵ Die Statistik des Aussenhandels zeigt den Wert der Im- und Exporte in CHF und der damit verbundenen Lieferversprechen basierend auf den geschlossenen Verträgen der Unternehmungen. Die Zahl entspricht den Nettoverpflichtungen und ist um spekulative Positionen, die im Handel wieder glattgestellt wurden korrigiert. Ab 2013 wurde für die Nettobetrachtung Unternehmensgruppen betrachtet und nicht juristische Einheiten.

Verbrauch zur Produktion machen zu können, wurde das HKN-System eingeführt. Bei der Produktion von Strom werden Herkunftsnachweise (HKN) generiert. Diese HKN können unabhängig von den physikalischen oder kommerziellen Stromflüssen frei gehandelt und auch ins Ausland exportiert werden. Wenn beim Stromverbrauch eine bestimmte Qualität geltend gemacht werden soll (z.B. Schweizer Wasserkraft), müssen die entsprechenden HKN entwertet werden. Das HKN-System ist somit ein Bilanzierungssystem, durch welches eine korrekte Zuordnung erfolgt und Doppelverkäufe ausgeschlossen werden können.¹⁶

Zur Ermittlung des Nettogewinns gehen wir vereinfachend von Handelskosten in der Höhe von 0.1 Rp./kWh aus. Dies entspricht einem Erfahrungswert der Branche und einer nicht repräsentativen Stichprobe. Der Wert kann in Abhängigkeit von der Kostenstruktur und den gehandelten Volumina bei einzelnen Unternehmen deutlich tiefer oder höher ausfallen.

5.1 Bruttogewinne im Aussenhandel

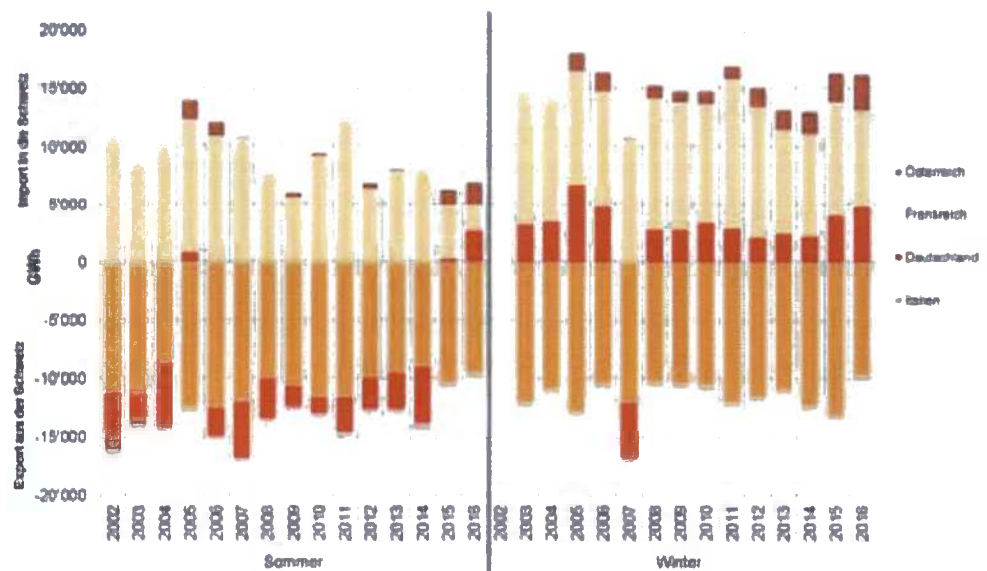
Aussenhandelssaldo nach GWh und Ländern

Import aus F, Export nach I

Wird die Aussenhandelsstatistik nach Ländern und Jahreszeiten ausgewertet, so zeigt sich in Bezug auf die Volumina das folgende Bild:

- Die Schweizer Unternehmen exportieren ganzjährig Elektrizität nach Italien und importieren sie aus Frankreich (sowie punktuell in deutlich geringeren Volumina auch aus Österreich).
- Die Aussenhandelsbilanz mit Deutschland ist saisonal unterschiedlich: Im Sommer wird Elektrizität i.d.R. nach Deutschland exportiert, im Winter von dort importiert. In den letzten zwei Jahren wurde ganzjährig Strom aus Deutschland importiert.

Abb. 11 Aussenhandelssaldo nach Ländern (GWh)



Quelle: BFE (2017a)

Bruttogewinne nach Ländern

Markante Importgewinne aus Frankreich

Der Aussenhandelsgewinn nach Ländern wird im Vergleich mit den Schweizer Börsenpreisen Swissix Day ahead Base berechnet. D.h. wir berechnen die Bruttogewinne im

¹⁶ Die HKN folgen aber weder dem physikalischen noch dem kommerziellen Stromfluss.

Import und Export und gewichten diese mit den Import- und Exportmengen pro Land (siehe untenstehende Tabelle). Insgesamt resultierte aus dem Aussenhandel in den Jahren 2004 bis 2016 ein Bruttogewinn von CHF 11.1 Mia. wovon gegen zwei Drittel (CHF 8.2 Mia.) auf den Handel mit Frankreich entfallen.

Tab. 3 Bruttogewinne im Aussenhandel 2004 bis 2016 nach Ländern in Mio. CHF (Schätzung)

	Frankreich	Deutschland	Italien	Österreich	Total
Import	7'961	494	-334	119	8'239
Export	239	-498	3'196	-75	2'862
Total	8'200	-5	2'862	44	11'101

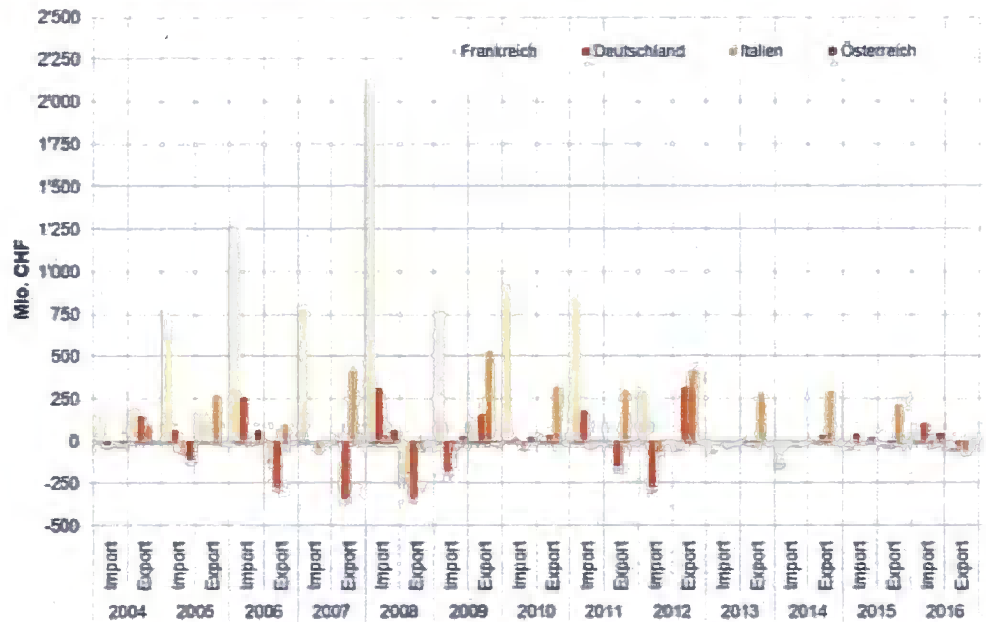
Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von BFE (2017a), EEX (2017), SNB (2017)

Tab. 4 Berechnungsbeispiele Aussenhandelsgewinne Brutto nach Ländern (Mio. CHF, zu laufenden Wechselkursen, Jahresdurchschnitte Swissix Day Base, Schätzung)

		Preise				Handelsvolumen				Bruttogewinne							
		Swissix Day Base		Import	Export	Import	Export	Anteil Import	Import	Export	Total	Import	Export	Total	Import	Export	Total
		Rp./kWh		GWh		Mio. CHF				Rp./kWh		Mio. CHF					
		Import	Export	Import	Export	Import	Export	Total	Import	Export	Total	Import	Export	Total	Import	Export	Total
2004	D	3.8	4.12	5.11	9'180	11'291	45%	379	11'291	11'670	-0.34	1.33	0.58	-31	150	118	
2004	F	3.8	3.14	7.75	25'487	5'080	83%	801	5'060	5'861	0.64	3.98	1.19	162	201	364	
2004	I	3.8	5.82	6.80	534	19'912	3%	31	19'912	19'943	-2.03	3.02	2.89	-11	602	591	
2004	A	3.8	4.89	4.18	1'508	1'489	52%	79	1'489	1'568	-1.10	0.40	-0.38	-18	6	-12	
Total					38'809	37'762	49%	1'289	37'762	39'041	0.75	2.54	1.42	102	969	1'081	
2005	D	6.1	5.65	6.22	13'291	5'505	71%	750	5'505	6'255	0.49	0.08	0.37	65	4	70	
2005	F	6.1	3.20	9.08	26'623	5'911	82%	852	5'911	6'763	2.93	2.94	2.93	781	174	955	
2005	I	6.1	8.20	7.12	2'956	28'260	9%	234	28'260	28'494	-2.06	0.99	0.71	-59	279	220	
2005	A	6.1	9.05	4.63	4'125	605	87%	373	605	978	-2.91	-1.50	-2.73	-120	-9	-129	
Total					46'896	40'281	54%	2'210	40'281	42'491	3.02	1.11	1.28	667	448	1'115	
2015	D	4.3	3.93	3.94	10'996	6'529	63%	432	6'529	6'961	0.38	-0.37	0.10	42	-24	18	
2015	F	4.3	4.48	4.16	25'119	11'065	89%	1'120	11'065	12'185	-0.15	-0.15	-0.15	-37	-17	-54	
2015	I	4.3	4.78	5.22	874	24'491	3%	42	24'491	24'533	-0.47	0.91	0.86	-4	222	218	
2015	A	4.3	3.92	3.43	5'207	999	84%	204	999	1'203	0.39	-0.88	0.19	20	-9	12	
Total					42'196	43'084	49%	1'798	43'084	44'882	0.12	0.40	0.23	22	173	195	
2016	D	4.5	3.63	3.68	11'940	4'339	73%	434	4'339	4'773	0.90	-0.85	0.43	108	-37	71	
2016	F	4.5	4.21	3.99	17'508	7'275	71%	738	7'275	8'013	0.32	-0.54	0.07	56	-39	16	
2016	I	4.5	5.50	4.22	2'534	21'844	10%	139	21'844	21'983	-0.96	-0.31	-0.38	-24	-69	-93	
2016	A	4.5	3.74	3.17	5'878	441	93%	220	441	661	0.79	-1.37	0.64	46	-6	40	
Total					37'860	33'899	83%	1'531	33'899	36'430	1.21	-0.45	0.05	185	-151	34	

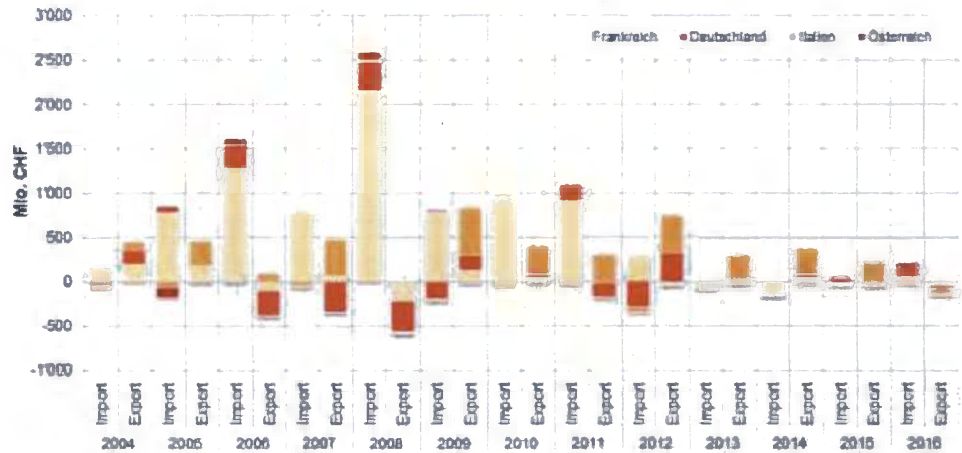
Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von BFE (2017a), EEX (2017), SNB (2017)

Abb. 12 Bruttogewinne im Aussenhandel nach Ländern, in Mio. CHF (Schätzung)



Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von BFE (2017a), EEX (2017), SNB (2017)

Abb. 13 Total Bruttogewinn im Aussenhandel, in Mio. CHF (Schätzung)



Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von BFE (2017a), EEX (2017), SNB (2017)

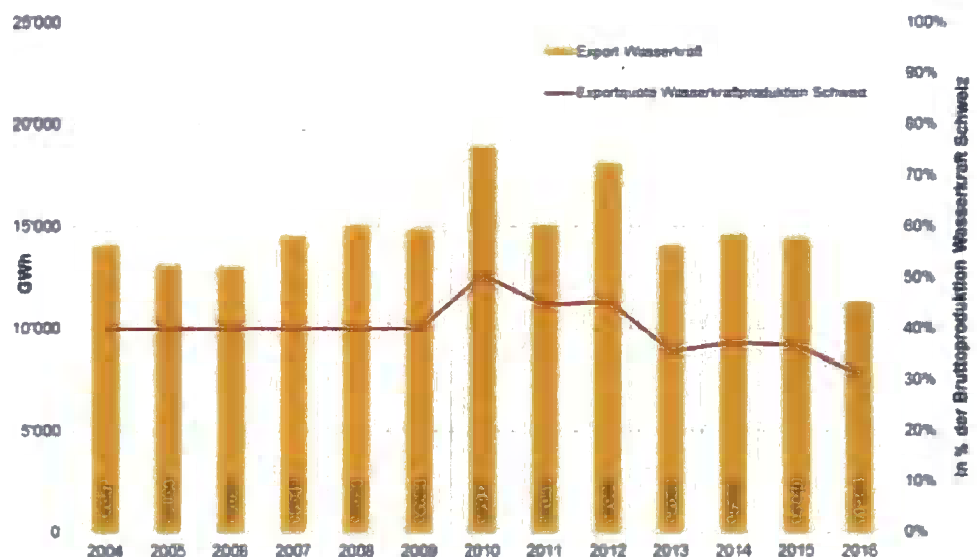
5.2 Nettogewinne durch den Export von Wasserkraft

Exportgewinne Italien = Wasserkraft-gewinne

5.2.1 Bedeutung der Wasserkraft für den Aussenhandel

Die Auswertung der Herkunftsnachweise und des Landesverbrauchs zeigt, dass in den Jahren 2005 und 2009 rund 14 TWh Schweizer Wasserkraft exportiert wurden.¹⁷ 2010 bis 2012 ist das Exportvolumen auf 15 TWh bis 18 TWh angestiegen und anschliessend wieder auf 14 TWh gesunken. Die Exportquote der Schweizer Wasserkraft gemessen an der Bruttoproduktion liegt daher zwischen 36 und 51 Prozent.¹⁸

Abb. 14 Exportquote und -volumen der Wasserkraft (Schätzung)¹⁹



Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von BFE (2016a, 2016b), EEX (2017), SNB (2017)

5.2.2 Berücksichtigung der Handelsgemeinkosten

Zur Berechnung der Nettogewinne aus dem Export der Schweizer Wasserkraft gehen wir vereinfachend von der Annahme aus, dass die Schweizer Wasserkraft jeweils nach Italien exportiert wird und der Bruttogewinn der Differenz zwischen dem jeweiligen Swissix Spot Day Base und dem italienischen Exportpreis gemäss BFE entspricht. Der Nettogewinn entspricht dem Bruttogewinn abzüglich der unternehmerischen Gemeinkosten für den Handel, wobei von Handelskosten von 0.1 Rp./kWh ausgegangen wird. Die Kosten für die Grenzkapazitäten werden nicht berücksichtigt (vgl. Kapitel 5.2.3).

Die Berücksichtigung der Exportquote zeigt, dass in den Jahren 2004 bis 2016 durch den Export von Schweizer Wasserkraft insgesamt CHF 2.2 Mia. Nettogewinne erzielt wurden. Durchschnittlich resultierte ein Nettogewinn von 1.1 Rp. pro exportierte Kilowattstunde aus Wasserkraft. Wird der Nettogewinn, der durch den Export von Schwei-

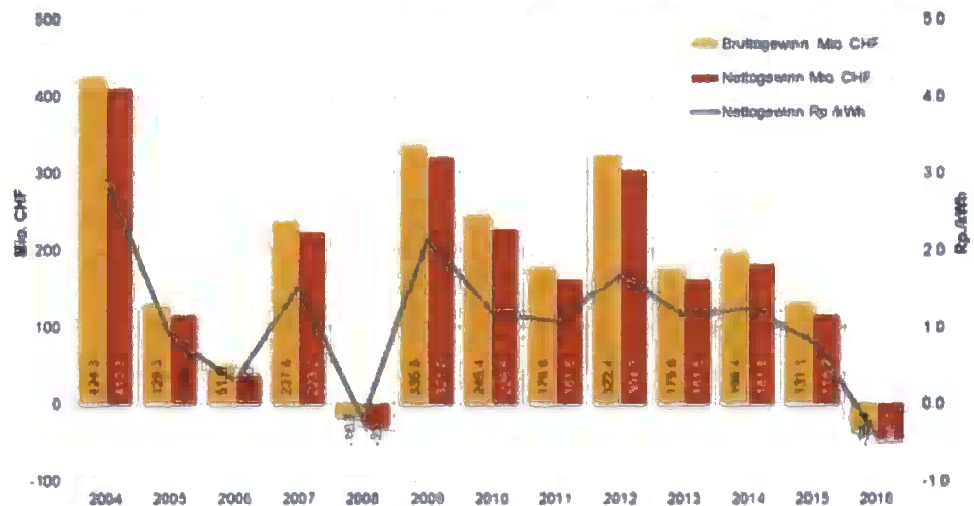
¹⁷ BFE (2009)

¹⁸ Es kann davon ausgegangen werden, dass die hier dargestellten Zahlen die tatsächliche Exportquote der Wasserkraft unterschätzen: 11 TWh des Elektrizitätsverbrauchs der Schweiz werden als „Graustrom“ bezeichnet und verfügen nicht über einen Herkunftsnachweis. Das BFE geht davon aus, dass die überwiegende Mehrheit dieser Elektrizität in der Form von Wasserkraft exportiert und in der Form von Atomstrom wieder importiert wurde. D.h. sie könnten rein rechnerisch der Exportquote der Schweizer Wasserkraft zugeordnet werden, welche für die Jahre 2004 bis 2015 zwischen 55 und 77 Prozent liegen würde.

¹⁹ Zum Zeitpunkt der Publikation dieser Studie sind für 2016 keine Zahlen verfügbar. Wir gehen daher für die weiteren Schätzungen des Jahres 2016 davon aus, dass die Exportquote unverändert bleibt.

zer Wasserkraft erzielt wird, auf die gesamte Bruttoproduktion der Schweizer Wasserkraft verteilt, ergibt sich ein Nettogewinn von durchschnittlich 0.5 Rp./kWh.

Abb. 15 Durch den Export von Schweizer Wasserkraft erzielte Brutto- und Nettogewinne (Schätzung)



Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von BFE (2016a, 2016b), EEX (2017), SNB (2017)

5.2.3 Berücksichtigung der Kosten für die Grenzkapazitäten

Argumentation Grenzkapazitäten

Volks- oder betriebswirtschaftliche Argumentation denkbar

Bei der Berücksichtigung der Kosten für die Grenzkapazitäten können zwei Positionen eingenommen werden:

- **Betriebswirtschaftliche Argumentation:** Einerseits kann argumentiert werden, dass die Kosten für Grenzkapazitäten von den Bruttogewinnen abzuziehen sind, da ein Handel ohne die Beschaffung der Grenzkapazitäten nicht möglich wäre. Entsprechend wäre der Nettogewinn aus Sicht der Unternehmen um diesen Betrag zu reduzieren.
- **Volkswirtschaftliche Argumentation:** Die Kosten für die Grenzkapazitäten werden an die Übertragungsnetzbetreiber bezahlt. Dieser setzt diese Einnahmen dafür ein, die Netzkapazitäten zu unterhalten und die Netzkosten zu senken. Damit findet eine Verlagerung von Gewinnen mit der Energie zugunsten der Kosten für die Netze statt. Es wäre auch denkbar, dass Swissgrid die Einnahmen der Branche nach einem bestimmten Schlüssel zurückvergütet (im Sinne einer reinen Lenkungsabgabe). In einem solchen Fall würden die Kosten der Grenzkapazitäten auf Branchenebene neutralisiert.

Aus Sicht der Wasserkraftkantone ist die volkswirtschaftliche Position massgebend, da Gewinne aus der Wasserkraft lediglich in ein anderes Feld verschoben werden. Entsprechend haben wir bei den Nettogewinnen in Kapitel 5.2 keine Kosten für Grenzkapazitäten berücksichtigt.

Kosten Grenzkapazitäten

Zunehmende Kosten für Grenzkapazitäten

Die Auktionierung von Netzengpässen bei grenzüberschreitenden Lieferungen wird aufgrund eines gesetzlichen Auftrags von Swissgrid koordiniert. Dabei gelten die folgenden Grundsätze:

- Die Kosten werden von demjenigen Unternehmen bezahlt, welches die Transaktion auslöst.

- Die Hälfte der an den Schweizer Grenzen erzielten Erlöse bleiben in der Schweiz, die übrigen Erlöse gehen in die jeweiligen Länder Frankreich, Deutschland, Italien oder Österreich.

Zwischen 2009 und 2016 sind die Erlösanteile der Schweiz aus der Auktionierung von CHF 87.7 Mio. auf CHF 124.0 Mio. gestiegen. Der wesentliche Treiber der Auktionserlöse ist gemäss Swissgrid der Unterschied zwischen den Marktpreisen in Italien und in Deutschland. Zwischen 2011 und 2012 ist dieser Unterschied gestiegen, was eine zunehmende Zahlungsbereitschaft für Grenzkapazitäten auf Seiten des Stromhandels zur Folge hatte. Aufgrund der Marktsituation 2016 sind die Erlöse wieder leicht zurückgegangen (2015: CHF 135 Mio., 2016: CHF 124 Mio.).

Zwischen 2009 und 2012 wurde pro physikalisch exportierte oder importierte Kilowattstunde Elektrizität vom Schweizer Unternehmen 0.08 Rp./kWh bis 0.20 Rp./kWh für Grenzkapazitäten bezahlt. Aufgrund der angepassten Methodik der Aussenhandelsstatistik (siehe Kommentar zu Abb. 10) haben sich die Kosten in Rappen pro Kilowattstunde auf vertraglicher Basis seither der physikalischen Basis angenähert.

Tab. 5 Auktionierung der Netzengpässe: Entwicklung der Erlösanteile der Schweiz (2009 bis 2016)

Erlösanteil Schweiz	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
In Mio. CHF	87.7	82.7	97.8	156.8	135.1	128.0	135.0	124.0
In Rappen pro physikalisch exportierter/importierter kWh	0.14	0.12	0.15	0.24	0.22	0.20	0.20	0.19
In Rappen pro kWh pro vertraglich exportierter/importierter kWh	0.08	0.06	0.06	0.09	0.18	0.16	0.16	0.17

Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von Swissgrid (2017) und BFE (2017a)

Tab. 6 Entwicklung des physikalischen und vertraglichen Aussenhandels der Schweiz (2009 bis 2016)

Aussenhandel in GWh	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Physikalisch ²⁰	64'893	66'282	67'061	65'298	62'144	62'551	69'101	64'269
Vertraglich ²¹	105'905	132'826	163'633	175'558	74'429	80'091	85'327	71'822

Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von Swissgrid (2017) und BFE (2017a)

Auswirkungen auf Nettogewinne

Zur Berechnung der hypothetischen Nettogewinne im Schweizer Aussenhandel nach Abzug der Kosten für Grenzkapazitäten gehen wir von folgenden Annahmen aus:

- Die Hälfte der Transaktionen, die Grenzkapazitäten benötigen, wird von Unternehmen in der Schweiz ausgelöst.²²
- Die Kosten für Grenzkapazitäten an den jeweiligen Grenzen werden entsprechend dem Import-/Exportvolumen an der entsprechenden Grenze auf den Import und den Export aufgeteilt.

²⁰ Gemäss BFE (2017a), Tabelle 29b

²¹ Gemäss BFE (2017a), Tabelle 42

²² Aufgrund der vielzitierten Funktion der Schweiz als „Stromdrehscheibe“ innerhalb Europas und der hohen Bedeutung von Handelstätigkeiten mit Italien und Deutschland gehen wir davon aus, dass dieser Wert allenfalls zu tief ist und sich zudem von Grenze zu Grenze unterscheidet. Eine genauere Annahme würde allerdings eine detaillierte Befragung von Akteuren bedingen, dies sprengt den Rahmen der vorliegenden Studie.

- Gemäss Swissgrid entfällt rund die Hälfte der Grenzerlöse auf die Grenze nach Italien, ein gutes Viertel auf die Grenze nach Deutschland und etwa ein Sechstel auf die Grenze nach Österreich. Der Rest entfällt auf die Grenze nach Frankreich. Diese Aufteilung ist seit 2009 konstant.

Die Berücksichtigung der Grenzkapazitäten schmälert aus betriebswirtschaftlicher Sicht eines einzelnen Unternehmens die Gewinnmargen im Exportgeschäft. Auch nach Abzug der an den einzelnen Grenzen anfallenden Kosten bleibt die Marge im Exportgeschäft nach Italien höher als im Exportgeschäft mit den weiteren Nachbarländern. Im Jahr 2015 war Italien das einzige Nachbarland mit einer positiven Nettomarge nach Abzug der Kosten für Grenzkapazitäten, im Jahr 2016 resultierte auch an dieser Grenze ein Minus.

Insgesamt haben die Kosten für Grenzkapazitäten die Nettogewinne durch den Export von Schweizer Wasserkraft in den Jahren 2009 bis 2016 geschmälert. Die sinkenden Nettogewinne nach Grenzkapazitäten sind auf zwei Faktoren zurückzuführen:

- Die Bruttomargen im Aussenhandel sind deutlich gesunken
- Die Kosten für Grenzkapazitäten sind deutlich gestiegen

Tab. 7 Wirkung der Kosten für Grenzkapazitäten auf die Nettogewinne durch den Export von Wasserkraft (Gemessen an den exportierten kWh Wasserkraft) (Schätzung, 2009 bis 2016)

	Nettogewinn vor Grenzkapazitäten (siehe Kap. 5.2.2)		Nettogewinn nach Grenzkapazitäten		Differenz	
	Rp./kWh	Mio. CHF	Rp./kWh	Mio. CHF	Mio. CHF	In %
2009	2.2	320.98	1.99	296.16	-24.81	-8%
2010	1.2	226.49	1.05	198.28	-28.20	-12%
2011	1.1	161.57	0.90	135.74	-25.83	-16%
2012	1.7	304.28	1.38	250.38	-53.90	-18%
2013	1.1	161.50	0.87	122.84	-38.67	-24%
2014	1.2	181.84	0.97	141.15	-40.69	-22%
2015	0.8	116.68	0.54	78.25	-38.43	-33%
2016	-0.4	-46.69	-0.67	-75.39	-28.70	-61%

Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von Swissgrid (2017) und BFE (2017a)

5.3 Zusammenfassende Betrachtung

Über den betrachteten Zeitraum wurden im Aussenhandel unter Annahme von Gemeinkosten für die Handelstätigkeit (0.1 Rp./kWh) netto im Mittel 1.20 Rp. pro exportierte kWh Wasserkraft erwirtschaftet.

Werden die Nettogewinne des Exportgeschäfts auf die gesamte Bruttoproduktion der Schweizer Wasserkraft aufgeteilt, so ergibt sich ein durchschnittlicher Nettogewinn von 0.46 Rp./kWh für die Jahre 2004 bis 2016.

6 Wertigkeit der Wasserkraft

Berücksichtigung
des Mehrwerts auf-
grund der Flexibilität

Wasserkraft ist in Bezug auf die zeitliche Bereitstellung flexibler als andere Energieproduktionsarten. Dadurch können Stunden mit höheren Preisen ausgenutzt werden. Wie hoch der Zuschlag für diese Wertigkeit der Wasserkraft ist, hängt von der Preisspanne zwischen Base- und Peakpreisen sowie dem Kraftwerkstyp ab.

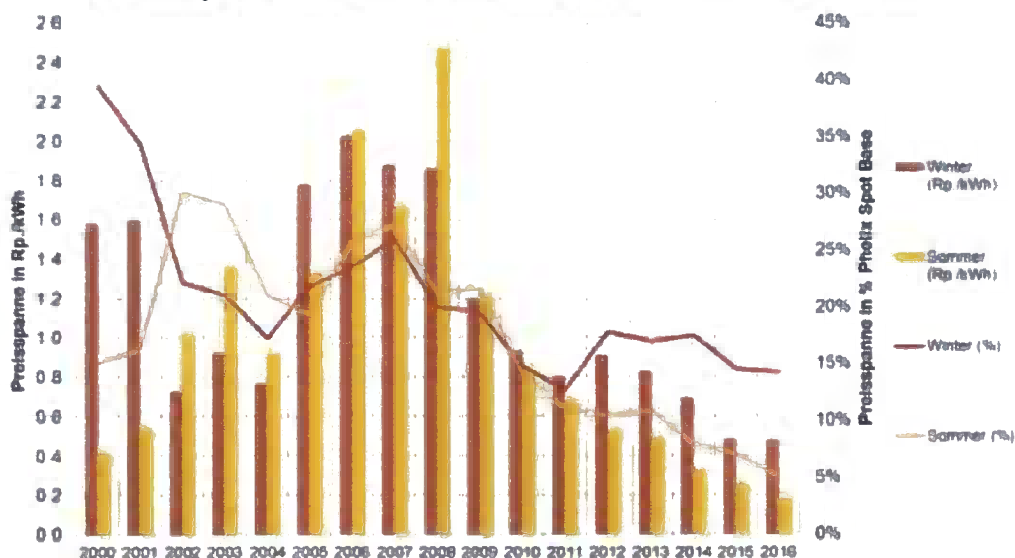
Sinkende Preis-
spanne Peak/Base

Entwicklung der Preisspanne zwischen Base- und Peak-Preisen

Die Auswertung der Entwicklung der Preisspanne zwischen Phelix²³ Spot Base und Phelix Spot Peak auf saisonaler und monatlicher Basis zeigt, dass die Differenz in den letzten Jahren stark schwankte. Im Winterhalbjahr (November bis April) betrug die Preisspanne in den Jahren 2000 bis 2016 zwischen 0.48 Rp./kWh²⁴ und 2.03 Rp./kWh. Im Sommerhalbjahr (Mai bis Oktober) lag die Preisspanne im gleichen Zeitraum zwischen 0.18 Rp./kWh und 2.47 Rp./kWh.

Im Winterhalbjahr hat sich die Preisspanne relativ zum Phelix Spot Base von 39 Prozent auf 13 Prozent gesenkt (2000/2016). Im Sommerhalbjahr hat sie sich von 15 Prozent auf fünf Prozent reduziert. Auch bei dieser Grösse sind die Schwankungen im zeitlichen Verlauf beträchtlich und die Einschätzung einer langfristigen Tendenz daher schwierig.

Abb. 16 Entwicklung der saisonalen Preisspanne zwischen Phelix Spot Base und Phelix Spot Peak



Quelle: EEX (2016)

Wir stützen uns bei dieser Analyse auf den Phelix, da für diesen längere Zeitreihen verfügbar sind. In der folgenden Tabelle sind die Unterschiede zwischen Phelix und Swissix in Bezug auf die Preisspanne Base/Peak aufgeführt. Die Tabelle zeigt, dass die Preisspannen im langjährigen Durchschnitt im Sommer wenig voneinander abweichen und im Winter der Swissix tendenziell eine engere Spanne aufweist als der Phelix.

²³ Wir verwenden hier den Phelix statt den Swissix, weil damit längere Zeitreihen zur Verfügung stehen. Weil die Strukturen im Swissix und Phelix insgesamt über den betrachteten Zeithorizont ähnlich sind, erfüllt der Phelix hier als Orientierungsgrösse den Zweck. Selbstverständlich bleibt dieser jedoch eine Annäherung an der tatsächlichen Realität.

²⁴ Weil hier die Betrachtungen immer in CHF zu laufenden Wechselkursen vorgenommen werden, sind Wechselkurseffekte immer inbegriffen. Diese Betrachtung ist im hier vorliegenden Kontext richtig, da uns die tatsächlichen historischen Realitäten von Schweizer Unternehmen interessieren.

Tab. 8 Preisspanne Base/Peak bei Phelix und Swissix in den Jahren 2007 bis 2015 (in Rp./kWh)

	Preisspanne Phelix				Preisspanne Swissix			
	absolut		in % Base		absolut		in % Base	
	Sommer	Winter	Sommer	Winter	Sommer	Winter	Sommer	Winter
2007	1.66	1.88	27%	26%	1.68	1.72	27%	16%
2008	2.47	1.86	21%	20%	2.56	1.93	21%	17%
2009	1.21	1.19	22%	19%	1.26	1.46	22%	17%
2010	0.85	0.93	14%	15%	0.88	1.01	14%	13%
2011	0.68	0.80	11%	13%	0.66	0.70	10%	9%
2012	0.53	0.91	10%	18%	0.57	0.92	11%	14%
2013	0.49	0.83	11%	17%	0.57	0.72	12%	11%
2014	0.77	1.00	20%	25%	0.37	0.56	9%	11%
2015	0.26	0.49	7%	15%	0.27	0.39	7%	8%
2016	0.18	0.48	5%	14%	0.30	0.44	8%	9%
Durchschnitt	0.86	1.00	14%	17%	0.91	0.99	14%	12%

Quelle: EEX (2016)

Wertigkeit der Wasserkraft

Höhere Wertigkeit
dank Flexibilität

Die Preisspanne zwischen Base- und Peakpreisen zeigt auf, wie hoch die Wertigkeit maximal wäre, wenn die Schweizer Wasserkraft vollumfänglich Peakpreise generieren könnte. Aufgrund hydrologischer und betrieblich-technischer Einschränkungen ist die Realisierung dieses Maximums nicht möglich.

Die nachstehende Tabelle zeigt die saisonale Verteilung der Wasserkraftproduktion durch Laufkraft- und Speicherkraftwerke. Der Anteil der Laufkraftwerke an der Jahresproduktion aller Schweizer Wasserkraftwerke schwankte in den Jahren 2000 bis 2016 zwischen 42 Prozent und 48 Prozent. Bei den Speicherkraftwerken ist die Verteilung zwischen Sommer und Winter relativ ausglich, während bei den Laufkraftwerken ca. zwei Drittel der Jahresproduktion auf den Sommer entfallen.

Tab. 9 Saisonale Verteilung von Laufwasser- und Speicherkraft

	Laufkraftwerke			Speicherkraftwerke		
	Total GWh	Sommer	Winter	Total GWh	Sommer	Winter
2000	17'199	63%	37%	21'180	46%	54%
2001	18'416	63%	37%	24'929	54%	46%
2002	16'618	66%	34%	19'451	54%	46%
2003	16'799	59%	41%	21'514	52%	48%
2004	15'738	67%	33%	18'318	53%	47%
2005	15'645	65%	35%	18'691	46%	54%
2006	15'243	71%	29%	16'190	51%	49%
2007	16'588	66%	34%	19'476	56%	44%
2008	16'586	67%	33%	20'968	56%	44%
2009	16'332	67%	33%	21'860	56%	44%
2010	15'614	67%	33%	19'801	54%	46%
2011	14'968	64%	36%	19'661	48%	52%
2012	16'992	66%	34%	21'553	54%	46%
2013	17'844	63%	37%	21'787	49%	51%
2014	17'394	63%	37%	21'715	52%	48%
2015	17'410	63%	37%	22'858	50%	50%
2016	16'718	67%	33%	20'725	52%	48%

Quelle: BFE (2016a)

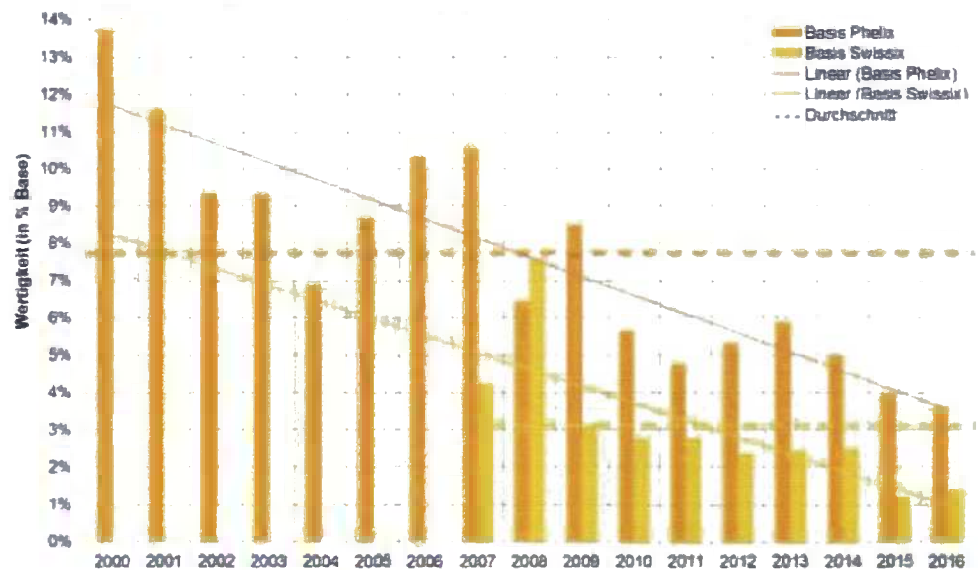
Zur Schätzung der tatsächlichen Wertigkeit der Schweizer Wasserkraftproduktion gehen wir von folgenden Annahmen aus:

- Die Jahresproduktion der Laufkraftwerke kann zum mit der Produktion in der Sommer- und Wintersaison gewichteten Base-Preis abgesetzt werden.
- Die Jahresproduktion der Speicherkraftwerke wird zu zwei Dritteln zum Peak-Preis und zu einem Drittel zum Base-Preis abgesetzt. Auch hier wird der Jahrespreis mit der saisonalen Produktion gewichtet.
- Die Jahresproduktion aller Wasserkraftwerke der Schweiz wird mit dem Verhältnis von Lauf- zu Speicherkraft gewichtet.

Mit diesen Annahmen ergeben sich für die Jahre 2000 bis 2016 die in der folgenden Abbildung dargestellten Wertigkeiten der Schweizer Wasserkraft. Die Auswertung zeigt, dass der Zuschlag für die höhere Wertigkeit der Wasserkraft auf der Basis des Phelix in den letzten 16 Jahren entsprechend den Marktpreisen zwischen vier und 14 Prozent schwankte, wobei der Durchschnitt acht Prozent betrug. Seit 2010 lag der Zuschlag mit Ausnahme des Jahres 2014 stets deutlich unterhalb des langjährigen Durchschnitts. Aktuell, d.h. auf Basis der Angaben aus dem Jahr 2016, beträgt die Wertigkeit der Schweizer Wasserkraft auf Basis des Phelix 104 Prozent. Wird für die Jahre 2007 bis 2016 der Swissix betrachtet, so zeigt sich, dass die Wertigkeit auf Basis Swissix seit

2009 zwischen eins und drei Prozent schwankt.²⁵ Die Berechnung eines linearen Trends zeigt eine abnehmende Tendenz der Wertigkeit, unabhängig von der gewählten Basis. Aufgrund der tendenziell sinkenden Preisspanne zwischen tiefen und hohen Tagespreisen an der Börse und der aktuell tiefen Marktpreise ist nicht auszuschliessen, dass der Zuschlag für die Wertigkeit mittelfristig gegen Null gehen wird. Bei einer Erholung der Börsenpreise und einem Anstieg der Preisspannen kann die Wertigkeit allerdings auch wieder zunehmen.

Abb. 17 Zuschlag Wertigkeit Schweizer Wasserkraft im Vergleich zu den durchschnittlichen Börsenpreisen auf Basis Swissix Day Base und Phelix Day Base (Schätzung)



Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von EEX (2016), BFE (2016a)

Intradayhandel und Flexibilitätsprämie

In der vorliegenden Studie wurden die Möglichkeiten für Intraday-Handel und Flexibilitätsprämien der Speicherkraftwerke nicht näher untersucht. Das heisst obige Wertigkeit bezieht sich rein auf den Verkaufserlös der Energie aufgrund des Kraftwerkeinsatzes ohne Portfoliooptimierungsstrategien.

Frauendorfer und Schürle²⁶ zeigen in einer separaten Studie unter Bewertung der Flexibilität der Schweizer Speicherkraftwerke nach der Black-Scholes-Methode jedoch ein zusätzliches Erlöspotenzial in Form einer Flexibilitätsprämie (basierend auf dem Erlöspotenzial der Speicherwasserkraft durch asset-based trading) von 40 bis 50 Prozent des Werts der Energie auf.

Frauendorfer/Schürle gehen davon aus, dass im hydrologischen Jahr 2015/16 beispielsweise ein mittleres Erlöspotenzial von 5.7 Rp./kWh für die Schweizer Speicherkraftwerke bestanden hat. Für das Laufende Jahr (YTD) gehen sie von einem Erlöspotenzial von 7.3 Rp./kWh aus. Diese Werte liegen mehr als 1 Rp./kWh höher als die in dieser Studie sowie in der Studie Piot (2017) dargestellten Werte.

²⁵ Diese Zahlen entsprechen auch den Aussagen von Branchenvertretern, mit denen der Bericht im Rahmen von vertiefenden Interviews diskutiert wurde.

²⁶ Frauendorfer / Schürle (2017)

7 Systemdienstleistungen

Sinkende Kosten der Systemdienstleistungen

Die Bereitstellung von Systemdienstleistungen erfolgt durch Swissgrid und umfasst die folgenden Aufwendungen²⁷:

- **Allgemeine Systemdienstleistungen / Ausgleichsenergie:** SDL-Regelleistungsvorhaltungsaufwand und Aufwand ungewollter Austausch, Aufwand Schwarzstart- / Inselbetriebsfähigkeit, Aufwand Netzverstärkungen, Aufwand SDL-Energie und Bilanzgruppen-Ausgleichsenergie
- **Individuelle Systemdienstleistungen:** Aufwand Kompensation Wirkverluste, Aufwand Blindenergie / Spannungshaltung

Für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen wendet Swissgrid pro Jahr einen dreistelligen Millionenbetrag auf, wobei der Betrag seit 2009 deutlich gesunken ist. Der Rückgang ist auf die stark sinkende, aber nach wie vor bedeutendste Position „SDL-Regelleistungsvorhaltungsaufwand und Aufwand für ungewollten Austausch“ zurückzuführen. 2016 entfielen 89 Prozent der allgemeinen oder individuellen Systemdienstleistungen auf diese Kategorie, 2009 waren es noch 86 Prozent.

Wasserkraft aufgrund Flexibilität geeignet zur Bereitstellung von einzelnen Systemdienstleistungen

Aufgrund ihrer Flexibilität eignet sich die Wasserkraft für die Bereitstellung von allgemeinen Systemdienstleistungen, v.a. „SDL-Regelleistungsvorhaltungsaufwand und Aufwand ungewollter Austausch“, „Aufwand Schwarzstart- / Inselbetriebsfähigkeit“ und „Aufwand SDL-Energie und Bilanzgruppen-Ausgleichsenergie“. Gemäss Auskunft von Swissgrid ist davon auszugehen, dass bis 2016 rund 90 Prozent dieser Systemdienstleistungen in der Schweiz beschafft wurden, davon wiederum 90 Prozent durch Wasserkraft.

Tab. 10 Schätzung der Gewinne der Schweizer Wasserkraft durch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen (SDL-Regelleistungsvorhaltungsaufwand und Aufwand ungewollter Austausch, Aufwand Schwarzstart- / Inselbetriebsfähigkeit und Aufwand SDL-Energie und Bilanzgruppen-Ausgleichsenergie)

Jahr	Aufwand für allgemeine Systemdienstleistungen mit sehr hohem Anteil Wasserkraft ²⁸ (Mio. CHF)	Anteil CH Wasserkraft (81%) (Mio. CHF, geschätzt)	Jahresproduktion Wasserkraft (Brutto, GWh)	Aufwand pro Produktionseinheit Wasserkraft (Rp/kWh)
2009	628.90	509	37'136	1.37
2010	364.40	295	37'450	0.79
2011	256.80	208	33'795	0.62
2012	219.20	178	39'906	0.44
2013	277.00	224	39'572	0.57
2014	171.40	139	39'308	0.35
2015	145.30	118	39'486	0.30
2016	193.10	156	36'326	0.43

Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von Swissgrid (2017)

²⁷ Siehe Geschäftsbericht Swissgrid 2015, Seite 40

²⁸ Bei dieser Zahl handelt es sich um die Summe der drei Positionen „SDL-Regelleistungsvorhaltungsaufwand und Aufwand ungewollter Austausch“, „Aufwand Schwarzstart-/Inselbetriebsfähigkeit“ und „Aufwand SDL-Energie und Bilanzgruppen-Ausgleichsenergie“ gemäss der Geschäftsberichte von Swissgrid.

Für die Jahre 2009 bis 2016 ergibt sich daher für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen ein geschätzter Ertrag von 0.30 bis 1.37 Rappen pro Kilowattstunde produzierter Wasserkraft in der Schweiz, wobei der Ertrag 2016 nach jahrelangem Rückgang erstmals wieder anstieg.

Vor 2009 bestand kein SDL-Markt, d.h. die vertikal integrierten Verbundunternehmen haben die Systemleistungen konzernintern sichergestellt und nicht am Markt beschafft. Durch das Schaffen des Marktes, d.h. einerseits der Optimierung der Nachfrage, andererseits der Maximierung des Angebots (neue Anbieter aus dem In- und Ausland) konnten die Kosten von Swissgrid seit 2009 um zwei Drittel gesenkt werden. Entsprechend sind auch die Erträge der Wasserkraft gesunken.²⁹ Dies führt jedoch gleichzeitig zum Umkehrschluss, dass bis 2009 erhebliche Gewinne mit SDL erzielt worden sind.

Swissgrid erwartet, dass die Aufwendungen für Systemdienstleistungen mittelfristig noch leicht sinken und dann stagnieren. Es ist davon auszugehen, dass der Anteil Wasserkraft an den Systemdienstleistungen in den kommenden Jahren tendenziell leicht sinken wird, da via Pooling kleinere Anbieter Marktzugang zum SDL-Markt erhalten und Systemdienstleistungen zur Verfügung stellen können. Insgesamt dürften somit die Erträge der Schweizer Wasserkraft, welche durch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen erzielt werden können, deutlich sinken.

²⁹ Der temporäre Anstieg 2013 ist auf eine Winterknappheit zurückzuführen.

8 Ökostrom

Zahlungsbereitschaft für Ökostrom vorhanden

Wasserkraft ist erneuerbar und Konsumenten weisen eine höhere Zahlungsbereitschaft für Elektrizität aus erneuerbaren Quellen auf. Studien, welche auf Befragungen basieren, zeigen, dass 80 bis 90 Prozent der Haushalte und Unternehmen eine erhöhte Zahlungsbereitschaft für Ökostrom aufweisen. Je nach Befragung beträgt der akzeptierte Aufschlag bis zu 50 Prozent oder mehr, wobei der akzeptierte Aufschlag bei Haushalten grösser ist als bei Unternehmen.³⁰ Diese Zahlen spiegeln sich allerdings nicht im aktuellen Verbrauchsmix. Rund ein Fünftel des aktuellen Elektrizitätsverbrauchs stammt aus erneuerbaren Quellen, davon zwei Drittel aus Wasserkraft.³¹ Dieser (scheinbare) Widerspruch kann durch die geringe Wechselbereitschaft von Konsumenten innerhalb der möglichen Tarife für Elektrizität erklärt werden.

Herkunftsnachweise

Eine Möglichkeit, sich einem allfälligen Mehrwert der Wasserkraft als Ökostrom zu nähern, bieten die Herkunftsnachweise. Das System der Herkunftsnachweise HKN dient dazu, den Konsumenten die Herkunft ihrer konsumierten Elektrizität auszuweisen. Die Herkunftsnachweise werden in Europa gegenseitig anerkannt und verrechnet und ermöglichen dadurch einen Austausch von Stromqualitäten über die Landesgrenzen hinweg. Die Menge an ausgestellten HKN bei der Stromproduktion ist grösser als die nachgefragte Menge der Endkunden beim Stromverbrauch. Aus diesem Grund sind die Preise für Herkunftsnachweise bis 2016 grundsätzlich eher tief. Dies impliziert, dass trotz der in Studien dargestellten höheren Zahlungsbereitschaft nur wenige Konsumenten proaktiv auf Ökostrom wechseln und die Abschöpfung des Mehrwerts der Wasserkraft gering ist.

Tab. 11 Indikative³² Handelspreise für Herkunftsnachweise³³ per 2016

Energiequelle	Indikative Preisspanne (Rp./kWh)
Skandinavische Wasserkraft	0.01 – 0.02
Europäische Windenergie	0.02 – 0.04
Schweizer Wasserkraft	0.07 – 0.15
Schweizer Sonnenenergie	1.50 – 15.0

Quelle: BFE (2016a)

Auswertungen zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Studie, d.h. Sommer 2017, zeigen, dass sich der Preis von Herkunftsnachweisen seit Anfang 2017 ca. verdreifacht hat und momentan bei 4 CHF/MWh bis 4.5 CHF/MWh liegt. Der Anstieg ist gemäss Branchenexperten im Wesentlichen darauf zurückzuführen, dass ab 2018 keine nichtüberprüfbare Energie mehr verkauft werden darf. Zusätzlich wirkt sich auch der absehbare KKW-Ausstieg Deutschlands auf die HKN aus.

³⁰ Siehe u.a. Truffer et al. (2002)

³¹ BFE (2017)

³² Herkunftsnachweise werden „over-the-counter“ oder über diverse Anbieter gehandelt, daher sind die Preise indikativ.

³³ Der Einsatz von HKN ist in der Schweiz bisher nicht zwingend. Wenn keine Nachweise vorhanden sind, ist eine Kennzeichnung als „Graustrom“, d.h. als Energie aus nicht überprüfbaren Energieträgern, zulässig.

„Wasserkraft-Tarife“ einzelner EVU

Höhere Tarife für Standardprodukt „Wasserkraft“ werden akzeptiert

Werden die Tarife einzelner EVU betrachtet, welche bei ihren Kunden als Standardprodukt Elektrizität aus 100 Prozent Wasserkraft verwenden (z.B. ewz, Repower, BKW, IBC), so zeigt sich, dass dieser gegenüber der günstigeren Alternative mit einer Mischung aus unterschiedlichen Produktionsarten mit einem Aufpreis von bis zu 1.5 Rappen pro Kilowattstunde verrechnet wird. Die überwiegende Mehrheit der Privatkunden bleibt beim vorgegebenen Standardprodukt ihres Anbieters. Diese Beispiele zeigen, dass der Wechsel des Standardprodukts hin zu einem Wasserkraftprodukt mit einem entsprechenden Aufpreis von den meisten Kunden akzeptiert wird. Weniger als zehn Prozent aller Haushaltskunden wechseln im Laufe eines Jahres den Stromversorger und noch deutlich weniger den Tarif innerhalb eines Stromversorgers.³⁴ Dies entspricht dem verhaltensökonomischen Konzept des „Nudging“, bei dem durch eine Anpassung der Standardsituation das Verhalten von Personen oder Unternehmen in eine gewünschte Richtung gelenkt bzw. deren Trägheit (Elastizität) ausgenutzt werden kann.

Zusammenfassende Betrachtung

Zahlungsbereitschaft für Wasserkraft vorhanden

Es kann davon ausgegangen werden, dass bei den Konsumenten in der Schweiz eine Zahlungsbereitschaft für Elektrizität aus Wasserkraft (gegenüber der jeweils günstigsten Alternative) besteht. Die Zahlungsbereitschaft von Haushalten ist dabei höher einzustufen als die Zahlungsbereitschaft von Unternehmen. Die Analyse von EVU mit Standardtarifen, welche Wasserkraft beinhalten, zeigt, dass der damit verbundene Aufpreis von der Mehrheit der Kunden akzeptiert wird. Eine wesentliche Rolle dürfte dabei die Tatsache spielen, dass der Aufwand für einen aktiven Wechsel zu einem alternativen Stromtarif des gleichen Anbieters gemessen am Einsparpotenzial als (zu) gering eingestuft wird.

Abschöpfung Zahlungsbereitschaft via „Nudging“ möglich

Für die Wasserkraft bedeutet dies, dass bei einem geschickten Einsatz von „Nudging“, d.h. der Anpassung der Standardsituation, ein Mehrwert abgeschöpft werden kann. Beispielsweise könnte der Standardtarif der EVU auf „Wasserkraft aus der Schweiz“ angepasst werden. Dieser Tarif wäre mit einem zu definierende Aufpreis verbunden. Der vergleichsweise günstigere Tarif „Graustrom“ sollte aber innerhalb des EVU verfügbar bleiben, um den Konsumenten die Wahlmöglichkeit zu lassen. Bei einer solchen Konstellation ist zu erwarten, dass die Nachfrage nach Wasserkraft ansteigt, da nur ein geringer Anteil der Konsumenten vom Standardtarif hin zu einem alternativen Tarif wechselt.

³⁴ Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (2014)

9 Gewinnverwendung der EVU

Elektrizitätsstatistik
als Basis

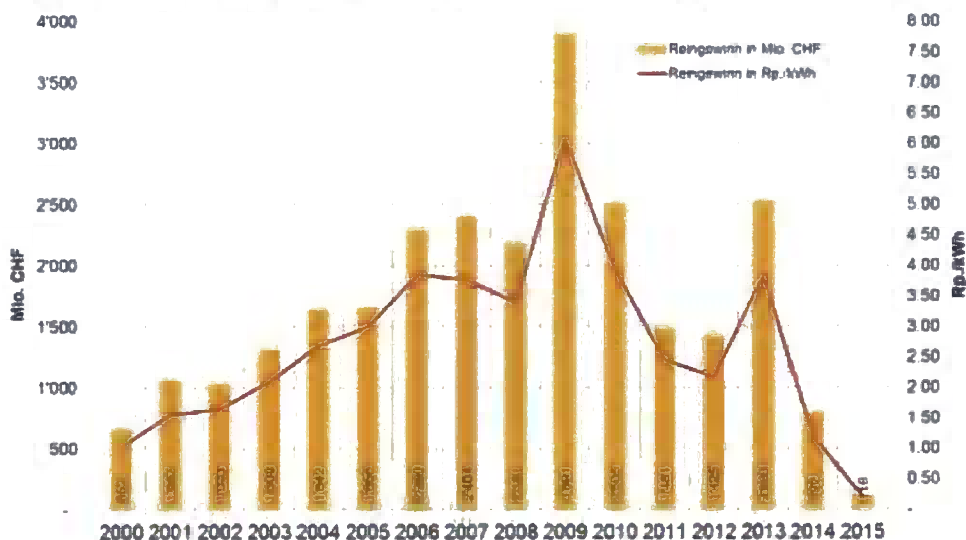
Wie aus den vorhergehenden Kapiteln ersichtlich geworden ist, haben die EVU der Schweiz in den vergangenen 16 Jahren beträchtliche Gewinne aus der Wasserkraft erzielen können. In diesem Kapitel analysieren wir, wie die EVU ihre Gewinne verwendet haben. Zu diesem Zweck stützen wir uns vor allem auf die Elektrizitätsstatistik des Bundesamts für Energie. Darin enthalten sind aktuell 335 EVU, welche 90 Prozent der Landeserzeugung und 80 Prozent des gesamtschweizerischen Endverbrauchs abdecken. Aufgrund der Grössenstruktur der Schweizer EVU sind die dargestellten Ergebnisse stark von den Entwicklungen bei den grossen Konzernen mit Eigenproduktion getrieben.

Zu beachten ist in diesem Kapitel, dass sich die Angaben in Rappen pro Kilowattstunde auf die gesamte Bruttoerzeugung Elektrizität der Schweiz beziehen.

Reingewinn

Während der Reingewinn im Jahr 2000 bei CHF 652 Mio. (1.16 Rp./kWh) lag, betrug er in den Spitzenjahren nach 2006 mehr als CHF 2 Mia. Zwischen 2009 und 2015 ist er mit Ausnahme von 2013 wieder gesunken und lag 2015 noch bei CHF 116 Mio. (0.18 Rp./kWh).

Abb. 18 Entwicklung des Reingewinns der Schweizer EVU (Mio. CHF, Rp./kWh Bruttoerzeugung Schweiz)



BFE (2017a)

Cashflow-Betrachtung

Die folgende Tabelle zeigt, dass die Auszahlung von Dividenden und Tantiemen seit dem Jahr 2000 jeweils zwischen 0.5 Rp./kWh (2000, 2001) und 2.4 Rp./kWh (2009) schwankte. Die Ablieferung an Staat und Gemeinde (z.B. Verzinsung von Dotationskapital bei nicht als AG organisierten EVU) betragen jeweils 0.2 bis 0.5 Rp./kWh. Der nicht verteilte Reingewinn liegt mit Ausnahme der Jahre 2009 und 2013 unterhalb von 1.0 Rp./kWh. Die Auswertung der Abschreibungen zeigt, dass diese ab 2009 mit 3.5 bis 5.4 Rp./kWh deutlich über den Werten in den Jahren 2000 bis 2008 lagen, welche 2.9 bis 3.5 Rp./kWh betragen.

Die in den folgenden Abbildungen ersichtlichen Rückgänge bei Reingewinn und Dividendenausschüttung können mehrheitlich durch die negative Entwicklung bei einzelnen

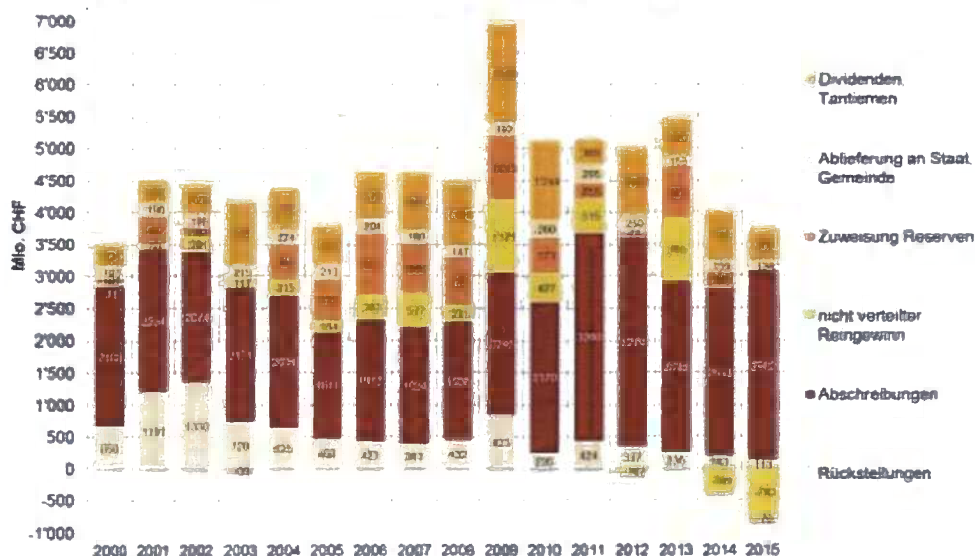
grossen Unternehmen der Branche erklärt werden. Dies impliziert, dass zahlreiche kleinere, mittlere und auch grosse EVU nach wie vor beträchtliche Gewinne erzielen.

Tab. 12 Entwicklung von Cashflow und Rückstellungen der EVU (in Rp./kWh Bruttoerzeugung Schweiz)

Jahr	Dividenden, Tantiemen	Ablieferung an Staat, Gemeinde	Zuweisung Reserven	nicht verteilter Reingewinn	Ab-schreibungen	Cash-flow	Rückstellungen	Cash-flow + Rückstellungen
2000	0.53	0.29	0.16	0.05	3.45	4.48	1.04	5.52
2001	0.52	0.29	0.67	0.08	3.30	4.85	1.75	6.60
2002	0.75	0.32	0.26	0.32	3.31	4.96	2.12	7.09
2003	1.59	0.34	-0.09	0.25	3.40	5.50	1.15	6.65
2004	1.04	0.37	0.92	0.35	3.43	6.12	1.02	7.14
2005	1.11	0.39	1.22	0.28	3.02	6.02	0.84	6.86
2006	1.25	0.34	1.65	0.61	3.22	7.07	0.71	7.78
2007	1.40	0.29	1.26	0.81	2.86	6.63	0.60	7.22
2008	1.58	0.23	1.22	0.36	2.90	6.30	0.67	6.97
2009	2.45	0.30	1.58	1.75	3.51	9.59	1.29	10.88
2010	1.95	0.41	0.90	0.67	3.72	7.65	0.37	8.01
2011	0.64	0.49	0.42	0.90	5.40	7.85	0.70	8.55
2012	1.62	0.38	0.12	0.05	5.00	7.17	0.51	7.68
2013	0.89	0.23	1.25	1.46	4.08	7.90	0.36	8.26
2014	1.15	0.24	0.39	-0.59	3.91	5.09	0.27	5.36
2015	0.80	0.21	-0.11	-0.72	4.68	4.87	0.18	5.04

Quelle: BFE (2017a)

Abb. 19 Entwicklung von Cashflow und Rückstellungen der EVU (in Mio. CHF)



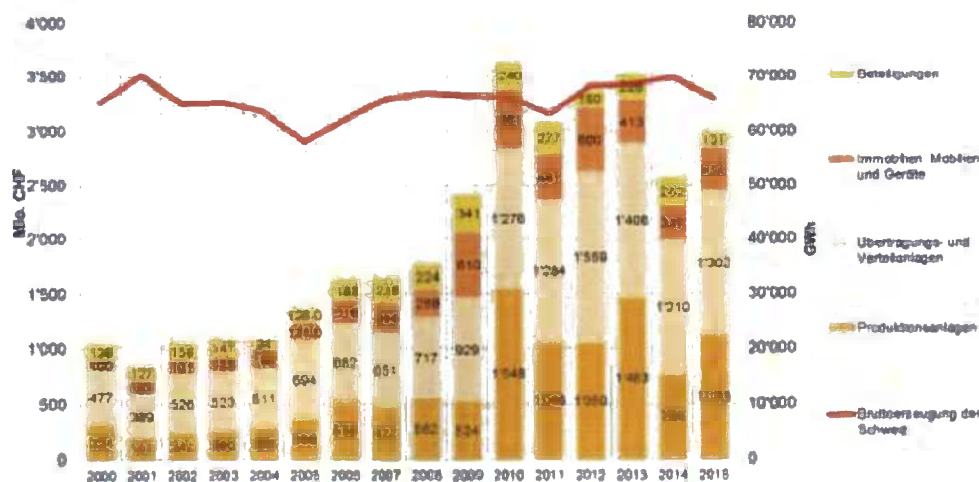
Quelle: BFE (2017a)

Investitionen der EVU

Gestiegene Investitionskosten bei gleichbleibender Produktionsmenge

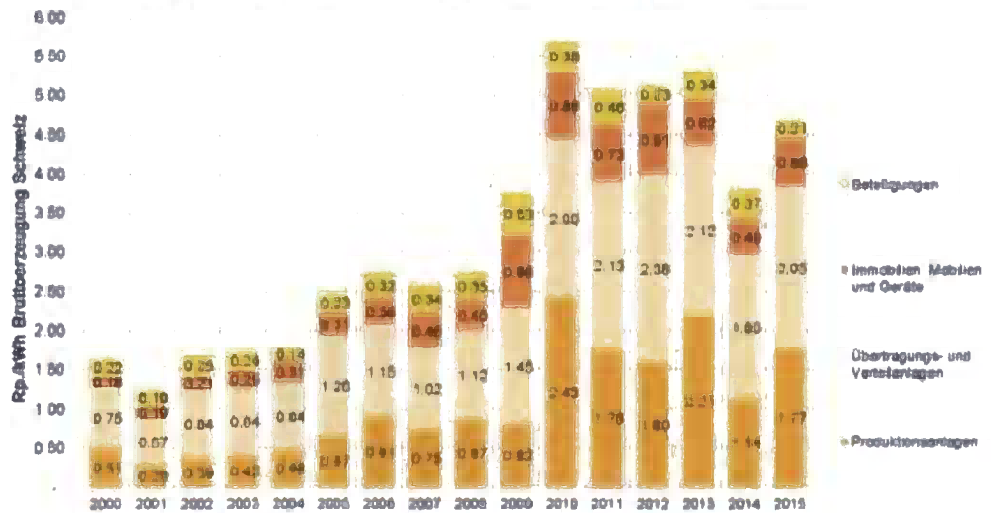
Die Investitionen der EVU können gemäss Elektrizitätsstatistik in die vier Bereiche Beteiligungen, Immobilien/Mobilen/Geräte, Übertragungs- und Verteilanlagen sowie Produktionsanlagen unterteilt werden. Insgesamt haben die Investitionen in den letzten 15 Jahren stark zugenommen. Auch in Bezug zur Bruttoerzeugung der Schweiz sind die Investitionen überproportional angestiegen. Die Investitionen in Übertragungs- und Verteilanlagen haben sich von CHF 477 Mio. im Jahr 2000 auf CHF 1.30 Mia. im Jahr 2015 beinahe verdreifacht. Die Investitionen für Produktionsanlagen haben sich im gleichen Zeitraum von CHF 324 Mio. auf CHF 1.13 Mia. mehr als verdreifacht. Diese Entwicklung kann grösstenteils mit den aktuell laufenden grossen Investitionsprojekten (z.B. Linth-Limmern, Nant de Drance) erklärt werden. Prozentual haben die Investitionen in Immobilien, Mobilen und Geräte mit einem Wachstum von 414 Prozent seit dem Jahr 2000 am stärksten zugenommen. Im Jahr 2015 wurden CHF 414 Mio. in diesem Bereich investiert.

Abb. 20 Investitionen der EVU 2000 bis 2014 (in Mio. CHF)



Quelle: BFE (2017a)

Abb. 21 Investitionen der EVU 2000 bis 2014 (in Rp./kWh Bruttoerzeugung der Schweiz)



Quelle: BFE (2017a)

Zahlungen zuhanden der öffentlichen Hand

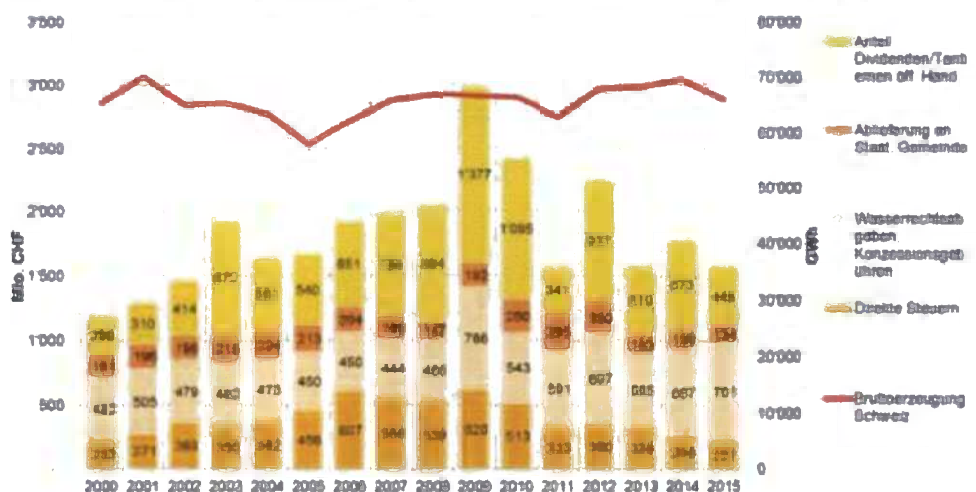
Öff. Hand erhält unterschiedliche Zahlungen

Die öffentliche Hand profitiert von den EVU in verschiedener Hinsicht direkt:

- Direkte Steuern der Unternehmen
- Wasserrechtsabgaben und Konzessionsgebühren
- Dividenden und Tantiemen: Gemäss aktueller Elektrizitätsstatistik sind 88.6 Prozent des Grundkapitals der Schweizer EVU in öffentlicher Hand. Wir gehen daher davon aus, dass die öffentliche Hand auch diesen Anteil an Dividenden und Tantiemen erhält.
- Ablieferung an Staat und Gemeinde: Bei EVU, welche nicht als Aktiengesellschaft organisiert sind, erhält die öffentliche Hand gemäss individueller vertraglicher Abmachung in der Regel einen Anteil am Reingewinn (z.B. Verzinsung Dotationskapital).

Insgesamt sind die Zahlungen der EVU zuhanden der öffentlichen Hand schwankend, wobei die Schwankungen vor allem durch die jährlichen Unterschiede bei den Dividendenzahlungen bedingt sind.

Abb. 22 Entwicklung der Transferzahlungen der EVU zuhanden der öffentlichen Hand (Mio. CHF)

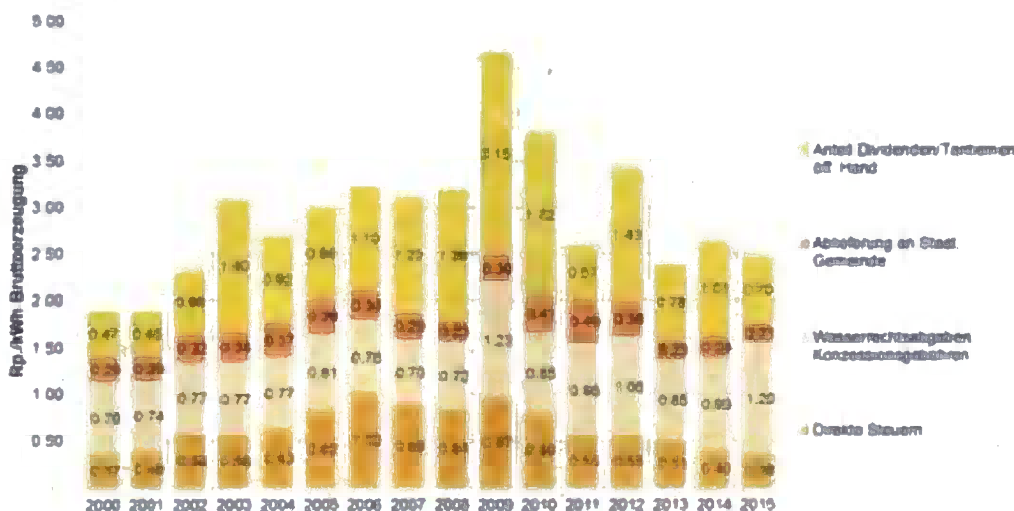


Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von BFE (2017a)

Die Wasserrechtsabgaben und Konzessionsgebühren sind von 0.76 Rp./kWh Bruttoerzeugung im Jahr 2000 auf 1.20 Rp./kWh Bruttoerzeugung im Jahr 2015 gestiegen. Der Durchschnitt seit der letzten Erhöhung der Wasserzinsen per 1.1.2011 auf CHF 100/kWh betrug 1.02 Rp./kWh Bruttoerzeugung Schweiz.

Das Verhältnis zwischen Dividenden und Tantiemen sowie Wasserrechtsabgaben und Konzessionsgebühren hat sich seit dem Jahr 2000 verändert. Während in den Jahren 2000 bis 2002 die Wasserrechtsabgaben und Konzessionsgebühren die Dividenden und Tantiemen überstiegen, ist das Verhältnis seit 2003 umgedreht. Mit Ausnahme der Jahre 2011, 2013 und 2015 lagen die Dividenden und Tantiemen deutlich höher als die Wasserrechtsabgaben und Konzessionsgebühren.

Abb. 23 Entwicklung der Zahlungen der EVU zuhanden der öff. Hand (in Rp./kWh Bruttoerzeugung Schweiz)



Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von BFE (2017a)

10Fazit

Durchschnittlicher Gewinn von über 2 Rp./kWh produzierte Energie aus Wasserkraft

10.1 Erträge der Schweizer Wasserkraft

Die in diesem Bericht dargestellten Analysen zeigen näherungsweise auf, welche Gewinne mit der Schweizer Wasserkraft im Schweizer Markt und im internationalen Handel in den letzten 16 Jahren erzielt werden konnten.

Tab. 13 Zusammenfassung Brutto-/Nettogewinne der Schweizer Wasserkraft (Schätzung)

	Schweizer Markt (Stufe Grosshandel, Kap. 4)			Int. Handel (Kap. 5)	
	Brutto (Erlös minus Produktions- kosten ^{SP})	Netto (Brutto minus Gemeinkosten Grosshandel 0.6 Rp./kWh)	Netto inkl. System- DL	Brutto (gem. Aussen- handels- statistik)	Netto (Brutto minus Gemeinkosten 0.1 Rp./kWh)
	<i>Rp./kWh produzierte Energie aus Wasserkraft</i>			<i>Rp./kWh exportierte Wasserkraft</i>	
2000	1.91	1.31			
2001	2.58	1.98			
2002	1.62	1.02			
2003	1.85	1.25			
2004	1.46	0.86		3.02	2.92
2005	1.48	0.88		0.99	0.89
2006	0.77	0.17		0.39	0.29
2007	1.98	1.38		1.63	1.53
2008	2.09	1.49		-0.11	-0.21
2009	2.42	1.82	3.19	2.26	2.16
2010	2.21	1.61	2.39	1.30	1.20
2011	2.66	2.06	2.67	1.17	1.07
2012	2.65	2.05	2.50	1.78	1.68
2013	3.05	2.45	3.01	1.25	1.15
2014	2.14	1.54	1.89	1.35	1.25
2015	2.38	1.78	2.07	0.91	0.81
2016	1.46	0.86	1.29	-0.10	-0.20
Durchschnitt 2000 bis 2016	2.04	1.44			
Durchschnitt 2004 bis 2016	2.06	1.46		0.49	0.39
Durchschnitt 2009 bis 2016	2.37	1.77	2.38	0.51	0.41

Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von Jahresberichten der Partnerwerke, BFE (2017a), EEX (2017), Swissgrid (2017), Swisselectric (2015)

Die Auswertungen auf der Basis der getroffenen Annahmen zeigen, dass die durchschnittliche Nettomarge der Schweizer Wasserkraft auf Stufe Grosshandel im Schweizer Markt in den Jahren 2000 bis 2016 1.44 Rp./kWh betrug. Werden die Systemdienstleistungen addiert, so ergibt sich (für die Jahre 2009 bis 2016) eine rechnerische Nettomarge von 2.38 Rp./kWh. Im Internationalen Handel betrug die Nettomarge 2004 bis 2016 durchschnittlich 0.39 Rp./kWh, wobei in zwei Jahren eine negative Nettomarge errechnet wurde.

10.2 Beantwortung der Fragestellungen

In Kapitel 1 wurden verschiedene Fragen aufgeworfen, die durch die Analysen beantwortet werden können.

10.2.1 Potenzielle Gewinne am Spot-Markt

Frage aus dem Auftrag: Welche Gewinne hätten in den letzten 16 Jahren mit der Wasserkraft erzielt werden können, wenn die gesamte Produktion am Spot-Markt verkauft worden wäre?

In den Jahren 2000 bis 2016 hätte sich mit der gesamten Schweizer Wasserkraftproduktion eine durchschnittliche Bruttomarge (d.h. von 0.57 Rp./kWh erzielen lassen, wenn sie an der Börse verkauft worden wäre. Die höchste Bruttomarge wurde in den Jahren 2006 bis 2009 erzielt, in denen sie zwischen 2.39 und 6.87 Rp./kWh lag. Dabei nicht berücksichtigt ist die höhere Wertigkeit der Schweizer Wasserkraft.

Tab. 14 Mögliche Bruttogewinne (Stufe Grosshandel) mit Schweizer Wasserkraft bei einem Verkauf an der Börse (Schätzung)

	Produktionskosten Partnerwerke ^{SP}	Swissix Day Base (* = Schätzung)	Bruttomarge Stufe Grosshandel (Produktionskosten minus Swissix Day Base, rot = negative Werte)	Schätzung Faktor Wertigkeit (auf Basis Phelix Day Base)
	Rp./kWh	Rp./kWh	Rp./kWh	in %
2000	4.96	2.44*	-2.52	12%
2001	4.22	3.13*	-1.09	13%
2002	5.07	2.85*	-2.22	9%
2003	4.77	3.86*	-0.91	9%
2004	5.26	3.78*	-1.48	7%
2005	5.29	6.14*	0.85	8%
2006	6.20	9.29	3.09	10%
2007	5.12	7.54	2.42	11%
2008	5.26	11.83	6.57	5%
2009	5.09	7.24	2.15	9%
2010	5.53	7.04	1.51	6%
2011	5.34	6.91	1.57	5%
2012	5.39	5.99	0.60	6%
2013	4.98	5.5	0.52	6%
2014	5.10	4.45	-0.65	9%
2015	4.60	4.31	-0.29	4%
2016	4.99	4.53	-0.46	4%
Durchschnitt	5.13	5.70	0.57	8%

Quelle: BFE (2017a), EEX (2016), Geschäftsberichte der Partnerwerke

Ein Vergleich mit Kapitel 11.1 zeigt, dass die Wasserkraft bei einem Verkauf an der Börse deutlich tiefere Bruttogewinne abgeworfen hätte als beim bestehenden System mit dem Verkauf in den nicht vollständig liberalisierten Schweizer Markt. Dieses Resultat ist wenig überraschend, da die Tarife der Konsumenten in der Mehrheit der Jahre auch nach Abzug der Gemeinkosten über den Börsenpreisen lagen.

10.2.2 Verwendung der Branchengewinne

Frage aus dem Auftrag: Wie haben die Elektrizitätsgesellschaften die potenziellen Gewinne der Wasserkraft verwendet (Ausschüttungen an Aktionäre?, Projekte im Ausland?, Reservenbildung?, Investition in Kraftwerkpark? Usw.)

Die Auswertungen der Elektrizitätsstatistik zeigen, dass die Reingewinne der gesamten Elektrizitätsbranche zwischen den Jahren 2000 und 2014 deutlich angestiegen sind. Diese Gewinne wurden überwiegend als Gewinnvortrag in den Unternehmen behalten.

Die Dividendenausschüttungen haben in den Jahren 2008 bis 2010 Höchststände erreicht und sind im zeitlichen Verlauf eher schwankend. Im gleichen Zeitraum sind auch die Investitionen der EVU deutlich angestiegen, wobei absolut die Investitionen in Produktions- und Übertragungsanlagen am Bedeutendsten waren. Da die Bruttoproduktion an Elektrizität in diesem Zeitraum nicht wesentlich verändert wurde, ist davon auszugehen, dass zumindest ein Teil der Investitionen auf das Ausland entfällt. Relativ wurden auch die Investitionen in Immobilien, Mobilien und Beteiligungen seit 2002 stark erhöht. Auch bei diesen Investitionen ist davon auszugehen, dass ein grosser Teil auf das Ausland entfällt.

10.2.3 Vergleich mit anderen Studien

Frage aus dem Auftrag: Wie sind die Erkenntnisse im Lichte anderer bestehender Untersuchungen zu werten?

Es wurden in der Vergangenheit verschiedene Studien zur Rentabilität der Wasserkraft erstellt. Diese Studien wurden methodisch unterschiedlich aufgebaut und basieren zum Teil auf unterschiedlichen Annahmen, Datenquelle/Stichproben und Betrachtungsweisen. Zudem beleuchten die Studien jeweils nur Teilaspekte. Aus diesem Grund sind die Studien nur teilweise miteinander vergleichbar.

Zur Validierung der vorliegenden Erkenntnisse ist primär der Vergleich mit folgenden Studien zielführend:

- Filippini, M., Geissmann, T. (2014): Kostenstruktur und Kosteneffizienz der Schweizer Wasserkraft. Schlussbericht zuhanden des Bundesamts für Energie BFE.
- Piot, M. (2017): Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft in der Schweiz, in: Wasserwirtschaft 1/2017.
- Frauendorfer, K. / Schürle, M. (2017): Das Erlöspotenzial der Schweizer Grosswasserkraft.

Der Vergleich mit der Studie Filippini, M., Geissmann, T. (2014) erübrigt sich, da die Gestehungskosten in dieser Studie mit den in diesem Bericht berechneten Zahlen trotz unterschiedlicher Stichprobe weitgehend übereinstimmen und der primäre Unterschied darin liegt, dass entweder von kalkulatorischen Kosten oder Eigenkapitalverzinsung als Kosten ausgegangen wird.

In der folgenden Tabelle werden die von M. Piot (Swisselectric) publizierten Ergebnisse den Ergebnissen aus dem vorliegenden Bericht gegenübergestellt.

Der Vergleich zeigt Folgendes:

- Bei den Gestehungskosten liegt der vorliegende Bericht ca. 1 Rp. unter den Angaben von Piot. Dies hängt primär damit zusammen, dass Piot höhere Gemeinkosten annimmt und einen kalkulatorischen Reingewinn als „Kosten“ betrachtet.
- Bei den Erlösen liegen beide Studien bei einer ähnlichen Grössenordnung. Wobei Piot davon ausgeht, dass damit alle Erträge berücksichtigt sind. Der vorliegende Bericht geht hingegen davon aus, dass der Mehrwert für die Erneuerbarkeit der Wasserkraft in diesen Erlösen nicht bzw. nur marginal berücksichtigt ist. Dies weil entsprechende Daten derzeit nicht zur Verfügung stehen und kaum sinnvoll berechnet / abgeschätzt werden können und das Erlöspotenzial noch nicht optimal ausgeschöpft wird. Weiter wird in diesem Bericht davon ausgegangen, dass die möglichen Handelserträge mit der Abgeltung von SDL nicht vollständig erfasst sind. Mangels belastbarer Daten, wurden diese nicht in die Rechnung integriert.
- Im Unterschied zu Piot ist in der vorliegenden Studie auch die Marge des Detailhandels von Interesse, weil die Rentabilität der Wasserkraft im Zusammenhang mit der politischen Wasserzinsdiskussion über alle Wertschöpfungsstufen hinweg betrachtet werden muss. Bei Berechnung der Rentabilität der Wasserkraft über alle Wertschöpfungsstufen hinweg resultiert im betrachteten Zeitraum eine Nettomarge bzw. ein

Nettogewinn von 1.2 Rp./kWh im Gegensatz zum von Piot nachgewiesenen Nettoverlust im Grosshandel von 0.7 Rp./kWh.

Die Studie Frauendorfer, K. / Schürle, M. (2017) beschäftigt sich ausschliesslich mit der Frage über welches Erlöspotenzial die Speicherkraftwerke verfügen, wenn sie nach üblichen Optionspreismodellen bewertet werden. In dieser Studie wird für die Schweizer Speicherkraftwerke im Mittel ein Erlöspotenzial von 7.8 Rp./kWh für die Jahre 2011/12 – 2015/16 nachgewiesen. Dieses Erlöspotenzial liegt offensichtlich mehr als 1 Rp. über den Werten von Piot und BHP für die Speicherkraft.

Tab. 15 Vergleich Ergebnisse Piot (Swisselectric) / BHP

Verfasser	Piot / Swisselectric			BHP
	2011 - 2015			2011 - 2015
Jahre	LKW	SKW	Gewichtetes Mittel (für Vergleichbarkeit durch BHP)	Gewichtetes Mittel LKW/SKW
Kraftwerktyp				
Anteil 2015	45%	55%		
Gestehungskosten Partnerwerk	4.9	5.6	5.2	5.1
Korrektur Systemdienstleistungen	0.0	0.1	0.1	-
Korrektur Dividende*	-0.2	-0.3	-0.2	-
Korrektur Energiekosten Pumpen (Basis 45 EUR/MWh)	-	0.1	0.0	-
Korrektur grössere Effekte (Einfluss > 0.1 Rp./kWh)	-0.1	0.1	0.0	-
Gemeinkosten Grosshandel	0.8	0.8	0.8	0.6
Eigenkapitalkosten Partneraktionär (kalk., Basis 7.97%)*	0.6	1.0	0.8	-
Gestehungskosten auf Stufe Partneraktionär	6.1	7.3	6.8	5.7
Energieertrag	5.1	6.1	5.7	5.6
Systemdienstleistungsertrag	0.1	0.7	0.4	0.5
Weitere Handelserträge / Portfoliooptimierung usw.				?
Gesamtertrag aus Wasserkraftvermarktung	5.2	6.8	6.1	6.0
Gewinn Stufe Grosshandel Schweiz	-0.9	-0.5	-0.7	0.4
Bruttomarge Detailhandel (nur Energieanteil bezogen auf Wasserkraft)				2.2
Gemeinkosten Detailhandel (nur Energieanteil)				-1.4
Total Nettomarge über Gross- und Detailhandel				1.2

*: Alle Finanzaufwendungen der Partnerwerke sind bereits in den Gestehungskosten berücksichtigt. Das Erlöspotenzial aufgrund der Zahlungsbereitschaft der Endkunden für die "Erneuerbarkeit" der Wasserkraft ist in diesen Zahlen nur marginal berücksichtigt. Wir gehen davon aus, dass bei der Schaffung eines echten Markts mit Herkunftsnachweisen oder bei der besseren Vermarktung der Wasserkraft als erneuerbare Energie gegenüber dem Endkunden (sowohl Haushalte wie Unternehmen) ein beträchtliches zusätzliches Erlöspotenzial besteht.

Quelle: BHP – Hanser und Partner AG; Piot, M. (2017)

10.2.4 Erkenntnisse für die Wasserkraftkantone

Frage aus dem Auftrag: Welche Erkenntnisse ergeben sich für die Wasserkraftkantone aufgrund der Analysen in diesem Bericht?

Die Erkenntnisse und Grundlagen aus diesem Bericht dienen einerseits für die Legitimation der Wasserzinsen und andererseits auch der Gestaltung eines künftigen Wasserzinsmodells. Gleichzeitig zeigt das Konzept des „Nudging“ eine Möglichkeit auf, um aus der vergleichsweise hohen Zahlungsbereitschaft der Konsumenten für Wasserkraft einen monetären Mehrwert zu generieren.

Erkenntnisse Legitimation der Höhe der Wasserzinsen

Bezüglich der Legitimation der Höhe der Wasserzinsen ergeben sich folgende Erkenntnisse aus dem Bericht:

- **Immer Gewinne geschrieben:** Im Betrachtungszeitraum 2000 bis 2016 hat die Elektrizitätsbranche als Ganzes mit der Wasserkraft Gewinne geschrieben, unab-

hängig von den auch in früheren Phasen bereits tiefen Marktpreisen und dem bestehenden Wasserzinssystem. Diese Gewinne variierten zwischen einem und vier Rappen pro Kilowattstunde für den Schweizer Markt und den Aussenhandel, wobei sie in den letzten Jahren tendenziell gesunken sind. Darin nicht berücksichtigt sind Zuschläge für die höhere Wertigkeit der Wasserkraft und die Systemdienstleistungen. Auch für die kommenden Jahre dürfte sich – sofern der Markt nicht vollständig geöffnet wird – an der Ertragslage wenig ändern. Der Grossteil der Gewinne entfällt auf den Schweizer Markt, d.h. sie wurden dadurch erwirtschaftet, dass die durch die nach wie vor mehrheitlich an ihre EVU gebundenen Konsumenten Elektrizitätspreise bezahlt haben, welche deutlich über den Produktionskosten der analysierten Partnerwerke lagen. Sofern die Teilliberalisierung des Schweizer Elektrizitätsmarkts aufrechterhalten wird, ist nicht davon auszugehen, dass die Gewinne in diesem Geschäftsfeld deutlich abnehmen. Zunehmende Schwierigkeiten bei anhaltend tiefen Marktpreisen haben vor allem diejenigen EVU zu erwarten, welche über wesentliche Anteile an Eigenproduktion ohne entsprechende Kunden im gebundenen Markt verfügen. Dies ist zwar eine klare Minderheit aller Unternehmen, es handelt sich dabei aber um sehr grosse Unternehmen.

- **Nutznutzung mehrheitlich bei Aktionären:** Wird die Gewinnverwendung der Branche betrachtet, so kann festgestellt werden, dass die durch die Wasserzinsen seit 2003 erzielten Einnahmen mit Ausnahme von zwei Jahren deutlich unterhalb der Dividendenzahlungen an die öffentliche Hand lagen. In der Mehrheit der betrachteten Geschäftsjahre haben die Eigentümerkantone somit deutlich höhere Erträge erwirtschaftet als die Wasserkraftkantone.
- **Konstante Produktionskosten:** Die Produktionskosten (Rp./kWh) sind seit dem Jahr 1999 relativ konstant geblieben. Zwar wurden die Wasserzinsen erhöht, im Gegenzug dazu haben die Produktionsunternehmen jedoch von sinkenden Kapitalmarktsätzen profitiert, womit die höheren Wasserzinsen mehr als kompensiert wurden. Interessanterweise hat das gebundene Kapital nicht wesentlich abgenommen, was darauf schliessen lässt, dass in den letzten Jahren bei vielen Kraftwerken Reinvestitionen vorgenommen wurden. Aufgrund des Investitionszyklus und in Hinblick auf die Heimfälle (die Mehrheit davon in den nächsten 25 bis 30 Jahren) ist davon auszugehen, dass beim Bestand der Wasserkraftwerke das gebundene Kapital in den nächsten Jahrzehnten eher abnimmt und so eine weitere Entlastung auf der Zins- und Abschreibungsseite eintreten sollte.

Ausgestaltung Wasserzinsmodell

Bezüglich der Ausgestaltung des Wasserzinsmodells können folgende Schlussfolgerungen gezogen werden:

- Wenn ein Modell flexibilisiert wird, ist grundsätzlich festzulegen, **ob die Erträge des Grosshandels (z.B. EEX) oder des Detailhandels (Versorgung Endkonsument)** als Indexbasis betrachtet werden sollen.
- Solange der Markt nicht geöffnet ist, **spielt der Detailhandel eine wesentliche Rolle.** Es kann nicht sein, dass die Wasserzinsen gesenkt werden, solange im Detailhandel nach wie vor wesentliche Gewinne erwirtschaftet werden können. Mit dem Detailhandel als Grundlage könnte von den Energietarifen oder den gemäss Statistik tatsächlich bezahlten Preisen ausgegangen werden und der resultierende Ertrag pro Rp./kWh ermittelt werden. Von diesem könnten dann die Gemeinkosten für Vertrieb und Einkauf & Handel auf Stufe Detailhandel (gemäss Analysen in diesem Bericht 1.4 Rp./kWh) abgezogen und die resultierende Grösse den Produktionskosten des Kraftwerkskorbs gegenübergestellt werden. Weiter würden die Einnahmen von SDL, Aussenhandel und allfälligen Herkunftsnachweisen hinzuaddiert.
- Sollte der **Grosshandel** als bestimmende Grösse verwendet werden, so ist darauf zu achten, dass zusätzlich zu den Produktionskosten der Partnerwerke maximal die

Gemeinkosten für die Wertschöpfungsstufe Grosshandel (also „Einkauf & Handel“) hinzugeschlagen werden. Aufgrund unserer Stichproben dürfte ein Zuschlag von 0.6 Rp./kWh argumentierbar sein. Weiter gehen wir davon aus, dass die Wertigkeit der Wasserkraft im Mittel bei 106 bis 116 Prozent des Base-Preises liegen müsste und dies im Modell auch so zu berücksichtigen wäre. Die von uns in diesem Bericht verwendete Methodik könnte genutzt werden, um die Wertigkeit jährlich zu ermitteln. Es kann aber nicht ausgeschlossen werden, dass die Wertigkeit künftig gegen Null tendiert. Zudem sollten auch die Flexibilitätsprämien auf Basis des Intradayhandels berücksichtigt werden. Weiter können sowohl Systemdienstleistungen wie auch die Beiträge des Aussenhandels rechnerisch ermittelt und den Erträgen zugerechnet werden. Hierbei haben wir mit diesem Bericht einen annähernden methodischen Ansatz entwickelt. Auch bei den Systemdienstleistungen kann nicht ausgeschlossen werden, dass diese sich in Richtung Null bewegen werden.

- **Datentransparenz als zwingende Modellvoraussetzung:** Ein Wechsel des Wasserzinsmodells hin zu einem flexibilisierten Modell mit Ressourcenrente setzt zwingend die Offenlegung der Daten zu sämtlichen Kosten und Erlösen der mit der in den einzelnen Kraftwerken produzierten Wasserkraft und deren Verwertung durch die Gesellschaftseigner voraus. Eine faire Ressourcenrente ist nur auf Basis vollständiger Datentransparenz umsetzbar.

Standardtarif Schweizer Wasserkraft

Monetärer Mehrwert für Wasserkraft bei entsprechendem Standardtarif

Die Analyse der Zahlungsbereitschaft von Konsumenten für Elektrizität zeigt, dass eine erhöhte Zahlungsbereitschaft für Wasserkraft besteht. Gleichzeitig ist die Wechselquote zwischen Anbietern und zwischen Tarifen innerhalb von Anbietern aufgrund der damit verbundenen Aufwendungen im Vergleich zum Einsparpotenzial und einer gewissen „Trägheit“ (Elastizität) tief. Durch „Nudging“, d.h. der gezielten Auswahl einer Standard-situation, kann das Verhalten von Personen und Unternehmen beeinflusst werden. Dies bedeutet, dass die erhöhte Zahlungsbereitschaft für Schweizer Wasserkraft in einem monetären Mehrwert umgewandelt werden kann, wenn in den Standardtarifen der EVU Wasserkraft enthalten ist und für diese ein Aufpreis gegenüber dem Graustrom verlangt wird. Aktuell wird diese Ertragsquelle der Schweizer Wasserkraft nur von wenigen EVU genutzt.

Literaturverzeichnis

- BFE (2009): Ein Fünftel des Stroms aus Schweizer Steckdosen ist unbekannter Herkunft. Medienmitteilung vom 29. Juni 2009.
- BFE (2017): Schweizerische Statistik der Erneuerbaren Energien. Ausgabe 2016. Vorabzug.
- BFE (2017a): Elektrizitätsstatistik 2016.
- BFE (2016a): Stromkennzeichnung: Vollständige Deklarationspflicht mit Herkunftsnachweisen.
- BFE (2016b): Die bedeutendsten Wasserkraftanlagen der Schweiz.
- BFS (2016a): Monatlicher Bruttolohn (Zentralwert) nach Wirtschaftsabteilungen, beruflicher Stellung und Geschlecht.
- BFS (2016b): Arbeitsstätten und Beschäftigte nach Jahr, Kanton, Wirtschaftsabteilung (NOGA 2008) und Variable.
- BFS (2017): Landesindex der Konsumentenpreise.
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (2014): Monitoring-Bericht 2014.
- ElCom (2015): Entwicklung der Wechselrate im Strommarkt. Presserohstoff vom 20. Nov. 2015.
- Elcom (2016): Newsletter 11/2016 der Elcom.
- Energy Brainpool (2013): Zusammenhang von Strombörsenpreisen und Endkundenpreisen. Studie im Auftrag der Agora Energiewende.
- Frauendorfer, K. / Schürle, M. (2017): Das Erlöspotenzial der Schweizer Grosswasserkraft, unveröffentlichte Studie im Auftrag der Regierungskonferenz der Gebirgskantone.
- Filippini, M., Geissmann, T. (2014): Kostenstruktur und Kosteneffizienz der Schweizer Wasserkraft. Schlussbericht zuhanden des Bundesamts für Energie BFE.
- Piot, M. (2017): Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft in der Schweiz, in: Wasserwirtschaft 1/2017.
- SNB (2016): Statistisches Monatsheft. Zinssätze und Devisenkurse.
- Swisslectric (2015): Steigende Kosten, sinkende Preise: Wirtschaftlichkeit der bestehenden Wasserkraftwerke. Swissgrid (2017): Geschäftsberichte der Jahre 2009 bis 2016.
- Truffer, B.; Bruppacher, S.; Behringer, J. (2002): Nachfrage nach erneuerbarem Strom. Ergebnisse einer Fokusgruppenerhebung in den Städten Bern, Zürich und Stuttgart.

Das Erlöspotenzial der Schweizer Grosswasserkraft

Studie im Auftrag der
Regierungskonferenz der Gebirgskantone

White Paper

Karl Frauendorfer, Michael Schürle
(ior/cf-HSG, Universität St.Gallen)

28. August 2017

Würdigung: Die in dieser Studie erzielten Ergebnisse basieren auf Methoden des ior/cf-HSG, deren Entwicklung als Teil der Aktivitäten innerhalb des SCCER CREST finanziell durch die KTI mitunterstützt wurde.

1. Einleitung

Das Erlöspotenzial der Schweizer Wasserkraft bestimmen die Faktoren Preisniveau, Saisonalität der stündlichen Strompreiskurve, Volatilität am Spot- und Futures-Markt, Speichervolumen, Zuflüsse sowie Leistung und Flexibilität der Kapazitäten. Die flexiblen Erzeugungskapazitäten der Speicherkraftwerke eröffnen den Stromproduzenten nicht nur den Zugang zum Markt für Systemdienstleistungen, diese Kapazitäten bilden auch die Basis für das *Asset-backed Trading* im Stromhandel, das über die Erlöse der *physischen Lieferung* hinaus ein zusätzliches Erlöspotenzial bietet.

Das *Asset-backed-Trading* und das *Proprietäre Trading* bilden die beiden Pfeiler des Stromhandels der Stromproduzenten. Während für das *Proprietäre Trading* primär unternehmerisches Risikokapital in Form von Eigenkapital hinterlegt werden muss, dienen die physischen Speicherkapazitäten als Sicherheit für das *Asset-backed Trading*. Sinkt das Eigenkapital, so sinkt auch das Risikokapital und damit der Stellenwert des *Proprietären Trading* innerhalb des Stromhandels. Der Stellenwert des *Asset-backed Tradings* innerhalb des Stromhandels hat in den letzten Jahren hingegen zugenommen. Die Integration der EGL in die Axpo 2012 verdeutlicht diese Stossrichtung.

Das Ziel dieser Studie besteht darin, einen Beitrag zur aktuellen Diskussion um die Wasserzinsen zu leisten. Insbesondere wird die Notwendigkeit aufgezeigt, die Schweizer Grosswasserkraft unter Einbindung ihrer Flexibilität gemäss ihrer Bedeutung für Versorgungssicherheit und Stromhandel zu würdigen.

2. Ausgangssituation

Die Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz [2] dokumentiert die Kapazitäten und Kraftwerkzentralen der einzelnen Kantone, und das BFE veröffentlicht jährlich die Schweizerische Elektrizitätsstatistik [1], insbesondere die Produktion für Speicherkraftwerke und Laufwasserkraftwerke.

Im Rahmen des Auftrags bestimmen wir auf Basis dieser öffentlich verfügbaren Daten für die Grosswasserkraftwerke der Schweiz sowie für jene der Kantone Graubünden und Wallis das Erlöspotenzial

- i) retrospektiv für die hydrologischen Jahre 2008/09 bis 2015/16 unter Einbezug der veröffentlichten monatlichen Produktionsdaten,
- ii) prospektiv für die hydrologischen Jahre 2017/18 bis 2020/21 auf Basis der per 21. Juli 2017 aktuellen Futures-Märkte für die Jahre 2017-2021, wobei für die Erzeugung die monatliche Produktion 2015/16 als Prognose zugrunde gelegt wird,

- iii) für die hydrologischen Jahre 2025/26 und 2029/30 auf Basis verfügbarer Preisprognosen; für die Erzeugung wird wiederum die monatliche Produktion 2015/16 als Prognose zugrunde gelegt.

Die ausgewiesenen Erlöspotenziale beziehen sich auf jene Produktionsanteile (ohne Pumpenergie), die im Stromhandel vermarktet werden. Das Volumen der Grundversorgung bzw. die Strompreise der Endkunden in der Grundversorgung fließen in diese Studie nicht ein. Auch Absicherungsgeschäfte werden in dieser Studie nicht berücksichtigt, weil diese primär einer Glättung der Erlöse über die Geschäftsjahre dienen.

Die Produkte an der EPEX-Spot werden in EUR gehandelt, dies gilt für das Marktgebiet Deutschland/Österreich (D/A) wie auch für das Marktgebiet Schweiz (CH). Die in EUR berechneten Erlöspotenziale werden in CHF unter Verwendung der über die hydrologischen Semester gemittelten Wechselkurse ausgewiesen. Für die zukünftigen Erlöse wird fix ein Wechselkurs von 1.10 CHF/EUR angenommen.

Für die Berechnung der Erlöse aus der *physischen Lieferung* legen wir die täglichen Auktionen im Rahmen des Day-Ahead-Marktes für die Stundenlieferungen zugrunde. Für die Vermarktung der flexiblen Speicherkraftwerk-Kapazitäten im Rahmen des *Asset-backed Tradings* stehen Handelsplattformen zur Verfügung, die alle europäischen Marktgebiete umfassen. Die Schweizer Stromproduzenten haben Zugang zu diesen internationalen Handelsplätzen, die über die Day-Ahead-Auktionen hinaus einen zeitstetigen Stromhandel ermöglichen. Da für ein *Asset-backed Trading* primär die Marktgebiete in den Nachbarstaaten der Schweiz von Bedeutung sind, legen wir für diese Studie die Strombörse EPEX-Spot mit den Marktgebieten Schweiz (CH) und Deutschland/Österreich (D/A) als repräsentativen Markt zugrunde. Für das Marktgebiet CH werden die täglichen Day-Ahead-Auktionen (CH) zugrunde gelegt. Für das Marktgebiet D/A existiert innerhalb der Strombörse EPEX-Spot zusätzlich zur täglichen Day-Ahead-Auktion (D/A) ein Intra-Day-Handel (ID-Handel), der als zeitstetiger Stromhandel eine wichtige Bedeutung für das *Asset-backed Trading* hat.

Für die hydrologischen Jahre der Periode 2017-2021 werden die für den Handelstag 21. Juli 2017 veröffentlichten stündlichen Preis-Forward-Kurven (HPFCs) verwendet [6]. Für die Jahre 2025 bis 2026 werden ausgewählte Preisszenarien aus [5] unter Einbindung der aktuellen Saisonalitätskurven des Handelstags 21. Juli 2017 angepasst. Die Anpassungen der Preisszenarien für den Zeithorizont 2025-2030 unterliegen im Weiteren dem Martingale-Konzept des Asset Pricings.

3. Vermarktung der Grosswasserkraft

Der Markt für Systemdienstleistungen (SDL) bildet die Grundlage der Versorgungssicherheit. Im SDL-Markt werden primär die flexiblen Kapazitäten den Übertragungsnetzbetreibern als eine Art Option angeboten. Der SDL-Erlös stellt somit eine Optionsprämie dar. Im Gegensatz dazu werden im Stromhandel die Erlöse im Rahmen eines *Asset-backed Tradings* über eine Replikation dieser Option generiert. Der Markt für SDL steht somit in direkter Konkurrenz zum Stromhandel, in welchem ebenfalls die Flexibilität eines Speicherkraftwerks vermarktet wird. Die geschätzten Erlöse aus dem *Asset-backed Trading* liefern somit die Basisinformation für die Angebotsstellung im SDL-Markt. Der Vollständigkeit halber sei erwähnt, dass auch Laufwasserkraftwerke mit negativer Tertiärregelleistung am Markt für Systemdienstleistungen partizipieren können. In dieser Studie weisen wir das damit verbundene Erlöspotenzial jedoch nicht aus.

Laufwasserkraftwerke werden für die Day-Ahead-Auktion preisunabhängig angeboten, weshalb der Tages-Base den Erlös je MWh definiert. Eine gute Prognose für das Volumen ist in diesem Zusammenhang wichtig, die jedoch aufgrund der beobachtbaren Pegelstände und hochwertigen, kurzfristigen Wetterprognosen vorausgesetzt werden darf.

Im Gegensatz zu Laufwasserkraftwerken werden Speicherkraftwerke preisabhängig angeboten. Der Preis, zu dem eine flexible Leistung an den Day-Ahead-Markt gestellt wird, bezeichnet man als Trigger-Preis. Das bedeutet, dass die Turbinen-Kapazität nur für jene Stunden angeboten wird, in denen der Marktpreis grösser oder gleich dem Trigger-Preis ausfällt. Der resultierende durchschnittliche Erlös eines Tags liegt somit oberhalb des Trigger-Preises.

Die Höhe des Trigger-Preises richtet sich primär nach der verfügbaren Kapazität, dem Speicherlevel, dem kurzen Ende der stündlichen Preis-Forward-Kurve und der Zufluss-Prognose. Je grösser (kleiner) der Speicherlevel bzw. die Zufluss-Prognose bei gleicher Turbinen-Kapazität, umso kleiner (grösser) fällt der Trigger-Preis aus. Die Trigger-Preise werden deshalb vom Stromhändler täglich neu berechnet.

Das flexible Speicherkraftwerk stellt eine Option dar, deren Prämie direkt dem Übertragungsnetzbetreiber angeboten werden kann oder im Rahmen eines *Asset-backed Tradings* als Replikation über den Stromhandel generierbar ist. Die Differenz zwischen durchschnittlichem Erlös und Trigger-Preis stellt den *inneren Wert der Turbinen-Kapazität* dar und wird dem Wert der *physischen Lieferung* angerechnet. Der entsprechende Zeitwert der Turbinen-Kapazität repräsentiert den Erlös aus dem *Asset-backed Trading*.

4. Methodisches Vorgehen

In der vorliegenden Studie beziehen wir uns auf die in [2] veröffentlichten Kapazitäten der Speicher- und Laufwasserkraftwerke für die Schweiz bzw. für die Kantone Graubünden und Wallis sowie auf die historischen monatlichen Produktionen in der Schweiz (veröffentlicht in [1]). Daraus schätzen wir für die Periode 2008-2016 auf Basis der in [2] prognostizierten Produktion der kantonalen Wasserkraftwerke die historische monatliche Produktion in Graubünden und im Wallis. Diese Produktionsdaten projizieren wir auf Wochen. Für die zukünftigen Perioden 2017-2021 bzw. 2025/26 und 2029/30 legen wir die stündlichen Forward-Preiskurven, die wöchentliche Produktion des hydrologischen Jahres 2015/16 sowie die verfügbaren Kapazitäten zugrunde.

Auf Basis der so ermittelten wöchentlichen Produktion, der verfügbaren Leistung in den Speicherkraftwerken und der wöchentlich zugrundeliegenden stündlichen Preiskurven bestimmen wir die wöchentlichen Trigger-Preise. Damit lässt sich für jede Woche das durchschnittliche Erlöspotenzial der Speicherkraftwerke näherungsweise bestimmen. Da dieses Vorgehen auf eine tägliche Neuberechnung des Trigger-Preises verzichtet, dürfen wir das auf Wochenbasis berechnete Erlöspotenzial als konservative Schätzung für die real erzielbaren Erlöse der Speicherkraftwerke ansehen.

In der Folge mitteln wir alle wöchentlichen Trigger-Preise und Erlöspotenziale über die hydrologischen Halbjahre (Winter und Sommer) und erhalten somit das Erlöspotenzial je MWh für die Winter- und Sommer-Monate ausgewiesen. Dadurch ist auch jeweils für die Halbjahre der *innere Wert* der flexiblen Turbinen-Kapazität bestimmt, der in die Erlöse der *physischen Lieferung* einfließt. Für die Bestimmung des zusätzlichen Erlöspotenzials aus dem *Asset-backed Trading* legen wir als Referenzmodell das Optionspreis-Modell nach Black-Scholes zugrunde. Das Black-Scholes-Modell dient in dieser Studie lediglich als Benchmark. Stromhändler greifen in der Regel im Rahmen ihres *Asset-backed Tradings* auf allgemeine Preismodelle zurück, um die Realität der Preisdynamiken besser abzubilden.

5. Zusammenfassung der Ergebnisse

Basierend auf den Day-Ahead-Auktionen fürs Marktgebiet Schweiz (CH) ist das Erlöspotenzial für eine *physische Lieferung* der Schweizer Speicherkraftwerke von 10.7 Rp./kWh im hydrologischen Jahr 2008/09 auf 4.69 Rp./kWh 2015/16 eingebrochen. Unter Einbezug der aktuellen Futures-Märkte bleibt das Niveau zwischen 5.02 und 5.18 Rp./kWh bis 2020/21.

Unter Einbindung des *Asset-backed Tradings* sind für Schweizer Produzenten die mittels flexibler Speicherkraft erzielbaren Zusatzerlöse von 2.14 Rp./kWh 2008/09 auf 3.40 Rp./kWh 2010/11 gestiegen und anschliessend bis auf 1.05 Rp./kWh 2015/16

gesunken. Unter Einbezug der aktuellen Futures-Märkte bleibt das Niveau zwischen 1.18 und 1.38 Rp./kWh bis 2020/21.

Der erzielte Gesamterlös für die Schweizer Speicherkraftwerke ist von 12.87 Rp./kWh 2008/09 auf 5.73 Rp./kWh 2015/16 eingebrochen. Unter Einbezug der aktuellen Futures-Märkte bleibt das Niveau zwischen 6.11 und 6.62 Rp./kWh bis 2020/21.

Speicherkraftwerke													
	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18	18/19	19/20	20/21
Erlös D-A (CH)	10.73	8.80	8.28	7.83	6.92	5.91	5.19	4.69	5.18	5.24	5.06	5.02	5.07
Asset Based Trading	2.14	2.36	3.40	2.16	2.19	1.83	1.38	1.05	2.12	1.38	1.13	1.10	1.18
Gesamterlös	12.87	11.15	11.68	9.98	9.11	7.73	6.57	5.73	7.30	6.62	6.18	6.11	6.25

Tabelle 1: Erlöse (in Rp./kWh) für Speicherkraft (Berechnungen des ior/cf-HSG)

Jene Werte, die sich auf das aktuelle hydrologische Jahr 2016/17 beziehen, umfassen einerseits die historischen Werte bis Juni 2017, während die Werte zwischen Juni 2017 und Ende September 2017 den kurzfristigen Dotierungen und der daraus abgeleiteten stündlichen Forward-Preiskurve des Handelstags 21. Juli 2017 unterliegen. Die verglichen mit dem Vorjahr ausgewiesenen höheren Erlöse liegen in den höheren Day-Ahead-Preisen des ablaufenden hydrologischen Jahrs begründet. Demnach dürfen die Schweizer Produzenten aktuell für die Speicherkraft mit einem Gesamterlös von 7.30 Rp./kWh rechnen, der sich aus einem Anteil für die *physische Lieferung* in der Höhe von 5.18 Rp./kWh und einem Anteil aus dem *Asset-backed Trading* in der Höhe von 2.12 Rp./kWh zusammensetzt.

Der erzielte Gesamterlös für die Schweizer Laufwasserkraft ist von 7.27 Rp./kWh 2008/09 auf 3.58 Rp./kWh 2015/16 eingebrochen. Unter Einbezug der aktuellen Futures-Märkte bleibt das Niveau zwischen 4.07 und 4.19 Rp./kWh bis 2020/21.

Laufwasserkraftwerke													
	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18	18/19	19/20	20/21
Erlös	7.27	6.74	6.84	5.91	5.16	4.47	4.01	3.58	4.13	4.19	4.03	4.01	4.07

Tabelle 2: Erlös (in Rp./kWh) für Laufwasserkraft (Berechnungen des ior/cf-HSG)

Auf die längere Frist bis 2029/30 ist für das Erlöspotenzial der Schweizer Speicherkraft mit einer Bandbreite zwischen 4.0 Rp./kWh und 11.1 Rp./kWh und für das Erlöspotenzial der Schweizer Laufwasserkraft mit einer Bandbreite zwischen 2.1 Rp./kWh und 8.0 Rp./kWh zu rechnen.

Das Erlöspotenzial der Walliser Speicherkraftwerke fällt um ca. 2% höher als der Schweizer Durchschnitt aus, jenes der Graubündner Speicherkraftwerke um ca. 2% tiefer. Das liegt daran, dass relativ zur Zufluss-Menge bzw. zum Speicher-Volumen die Turbinen-Kapazitäten im Kanton Wallis flexibler genutzt werden können. Dies spiegelt sich nicht nur in den höheren Zusatz-Erlösen im Rahmen des *Asset-backed*

Tradings wieder, sondern bereits im höheren *inneren Wert* der Walliser Speicherkraftwerke.

Für detaillierte Ausführungen zu den Berechnungen verweisen wir auf die technische Dokumentation zu dieser Studie.

6. Bezug zur *swisselectric*-Studie [4]

Die in der *swisselectric*-Studie [4] ausgewiesenen „Optimierte Erträge“ für Speicher- und Laufwasserkraft stimmen mit den von uns für die Day-Ahead-Auktionen (Marktgebiet Schweiz) erzielten Erlösen überein.

So wird in [4, Seite 21, Tabelle 2] für das Jahr 2015 unter „Optimierte Erträge“ für die Speicherkraft der Wert 5.2 Rp./kWh ausgewiesen. Dieser Wert entspricht jenen 5.19 Rp./kWh, die wir als Erlös im Rahmen der Day-Ahead-Auktion (CH) in der obigen Tabelle 1 für das hydrologische Jahr Oktober 2014 - September 2015 ausweisen.

Als Durchschnitt über die Jahre 2011-2015 wird in [4] unter „Optimierte Erträge“ der Wert 6.8 Rp./kWh ausgewiesen. Bilden wir den Durchschnitt unserer für die Day-Ahead-Auktion (CH) ausgewiesenen Erlöse über die hydrologischen Jahre 2010/11-2014/15, so erhalten wir für die Speicherkraft 6.83 Rp./kWh.

Für die Laufwasserkraft wird in [4] für das Jahr 2015 unter „Optimierte Erträge“ der Wert 4.2 Rp./kWh ausgewiesen. Dieser Wert entspricht jenen 4.01 Rp./kWh, die wir als Erlös im Rahmen der Day-Ahead-Auktion (CH) in der obigen Tabelle 2 für das hydrologische Jahr 2014/15 ausweisen.

Als Durchschnitt über die Jahre 2011-2015 wird in [4] für die Laufwasserkraft unter „Optimierte Erträge“ der Wert 5.2 Rp./kWh ausgewiesen. Bilden wir den Durchschnitt unserer für die Day-Ahead-Auktion (CH) ausgewiesenen Erlöse über die hydrologischen Jahre 2010/11-2014/15, so erhalten wir für die Laufwasserkraft 5.28 Rp./kWh.

Damit werden in der *swisselectric*-Studie die Wirtschaftlichkeitsberechnungen ausschliesslich auf den Erträgen aus den Day-Ahead-Auktionen (Marktgebiet CH) abgestützt. Jene zusätzlichen Erträge, die mittels der Schweizer Speicherkraftkapazitäten aus dem *Asset-backed Trading* erwirtschaftet werden, sind nicht berücksichtigt.

Der Vollständigkeit halber sei festgehalten, dass im Rahmen der Overheadkosten [4, Seite 21], die mit 0.8 Rp/kWh quantifiziert werden, die Aufwendungen für den Stromhandel – und damit auch die Aufwendungen für das *Asset-backed Trading* – mitberücksichtigt sind.

7. Bezug zum ElCom-Bericht [3]

Dem Schreiben der ElCom [3] – worauf bereits im Rahmen eines Medienberichts der NZZ über die Strombranche am 8. Juli 2017 Bezug genommen wurde - ist zu entnehmen, dass die Erlöse aus den Systemdienstleistungen in der Wirtschaftlichkeitsberechnung mit einfließen. Für das Jahr 2016 werden diese unter Verweis auf den Geschäftsbericht der Swissgrid mit 200 Mio. CHF quantifiziert.

Die Systemdienstleistungen sind Teil des *Asset-backed Tradings*. Wenn wir den in Tabelle 1 für das hydrologische Jahr 2015/16 ausgewiesenen Zusatzerlös fürs *Asset-backed Trading* in Höhe von 1.05 Rp./kWh nehmen und diesen mit der Produktionsmenge aus Speicherkraft von gerundet 20 TWh multiplizieren, so erhalten wir 210 Mio. CHF. Es wird allerdings für die Bereitstellung der Regelernergie nicht die gesamte Kapazität der Schweizer Speicherkraftwerke benötigt, weshalb der restliche Teil der Speicherkraftkapazitäten für den Stromhandel als Pfeiler des *Asset-backed Tradings* genutzt werden kann. Dies soll aufzeigen, dass unsere Quantifizierung der mittels *Asset-backed Tradings* erzielbaren Zusatzerlöse als konservativ einzustufen ist.

Wenn im ElCom-Bericht weiter von mehrheitlich positiven Betriebsergebnissen in den Jahresergebnissen der EVU gesprochen wird, darf man nebst dem stabilisierenden Effekt aus den regulierten Aktivitäten auch die zusätzlichen Erträge aus dem *Asset-backed Trading* dazu zählen, da diese Erträge in direktem Zusammenhang mit den Speicherkraftwerken in den Gebirgskantonen stehen.

8. Dokumente

[1] BFE (2017): *Schweizer Elektrizitätsstatistik 2008-2015*.

[2] BFE (2016): *Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (2008-2016)*.

[3] ElCom (2017): *Um- und Ausbau der Stromnetze, Entwurf 2*; Bericht der ElCom zuhanden der UREK-N betreffend Fragen der UREK-N im Schreiben vom 6. Juni 2017.

[4] Piot M. (2017): *Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft in der Schweiz*; in *Wasserwirtschaft* 1/2017.

[5] Schillinger M., Weigt H., Schumann R., Barry M. (2017): *Hydropower operation in a changing environment*. SCCER-CREST WP3 Working Papers.

[6] <https://www.iorcf.eu>: Tägliche Strompreisprognosen des ior/cf-HSG (seit 2008) für Marktgebiet Deutschland/Austria (seit 2008), Schweiz (seit 2008), Frankreich (seit 2015), Österreich (seit 2017), Deutschland (seit 2017).

Kanton Schaffhausen
Regierungsrat
Beckenstube 7
CH-8200 Schaffhausen
www.sh.ch

T +41 52 632 71 11
F +41 52 632 72 00
staatskanzlei@ktsh.ch



Regierungsrat

Bundesamt für Energie
Sektion Wasserkraft
3003 Bern

Per E-Mail an
revision-wrg@bfe.admin.ch

Schaffhausen, 12. September 2017

Vernehmlassungsverfahren Revision Wasserrechtsgesetz; Stellungnahme Kanton Schaffhausen

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin

Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 22. Juni 2017 haben Sie uns eingeladen, zum Entwurf zur Änderung des Wasserrechtsgesetzes Stellung zu nehmen. Dafür bedanken wir uns bestens und nehmen gerne wie folgt Stellung:

Für die Energiestrategie 2050, zu der das Schweizer Stimmvolk am 21. Mai 2017 Ja gesagt hat, stellt die einheimische Wasserkraft das Rückgrat der zukünftigen Stromversorgung der Schweiz dar. In Bezug auf den Wasserzins und die heutige Situation der Wasserkraftnutzung bedeutet dies, dass die energiewirtschaftlichen gegenüber den finanzwirtschaftlichen Interessen höher zu gewichten sind. Ein Wasserkraftwerk in Konkurs liefert keinen Wasserzins ab. Insofern begrüssen wir grundsätzlich die Änderungen des Wasserrechtsgesetzes bzw. die vorgeschlagene Übergangslösung, wonach das Wasserzinsmaximum für die Jahre 2020 bis 2022 auf 80 Franken reduziert wird. Die Reduktion des Wasserzinsmaximums soll während der Übergangsfrist aber nur für klar defizitäre Kraftwerke gelten.

Nach der Übergangsfrist ab 2023 favorisieren wir ebenfalls einen flexibleren Mechanismus mit einem fixen Sockelbeitrag und einem variablen Teil für die Bestimmung des Wasserzinsmaximums. Es ist davon auszugehen, dass die Volatilitäten und damit Unsicherheiten im Strommarkt tendenziell zunehmen werden. Allerdings können wir uns hierzu konkret erst nach Vorlage des Erlassentwurfes äussern. Wir möchten schon heute anregen, bei der Bestimmung

des variablen Teils eventuell noch weitere volkswirtschaftliche Betrachtungen und Modelle wie z.B. Ressourcenrente miteinfließen zu lassen.

Besten Dank für Ihre Kenntnisnahme und die Berücksichtigung unserer Hinweise.



Freundliche Grüsse

Im Namen des Regierungsrates

Die Präsidentin:

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Rosmarie Widmer Gysel".

Rosmarie Widmer Gysel

Der Staatsschreiber:

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Stefan Bilger".

Dr. Stefan Bilger

6431 Schwyz, Postfach 1260

Bundesamt für Energie
Sektion Wasserkraft
3003 Bern

Schwyz, 19. September 2017

Vernehmlassung: Teilrevision Wasserrechtsgesetz

Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 22. Juni 2017 unterbreitete die Vorsteherin des Eidgenössischen Departements für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) den Kantonsregierungen die Teilrevision des Bundesgesetzes zur Nutzbarmachung der Wasserkraft (Wasserrechtsgesetz, SR 721.80, WRG) vom 22. Dezember 1916, insbesondere zum neuen bundesrechtlichen Wasserzinsmaximum ab 1. Januar 2020, zur Vernehmlassung bis 13. Oktober 2017.

1. Grundsätzliche Bemerkungen

Der Kanton Schwyz begrüsst eine Übergangsregelung auf Basis des bestehenden Wasserzinssystems, damit eine zukünftige Regelung des Wasserzinsmodells mit den gemäss Art. 30 Abs. 5 nEnG in Aussicht gestelltem neuem Strommarktmodell zeitlich und inhaltlich koordiniert werden kann. Zur Gewährleistung einer Koordination ist jedoch die Übergangsregelung nicht auf Ende 2022 zu befristen, sondern soll an das Inkrafttreten des neuen Marktmodells geknüpft werden.

2. Spezielle Bemerkungen

2.1 Übergangsregelung für das Wasserzinsmaximum

Der Kanton Schwyz lehnt den in den Vernehmlassungsunterlagen unterbreitete Vorschlag eines bundesrechtlichen Wasserzinsmaximums von 80.--/KWh_{br} ab.

Zur Begründung wird auf die Erwägungen der Stellungnahme der Regierungskonferenz der Gebirgskanton (RKGK) vom 22. Juni 2017 verwiesen. Der Kanton Schwyz ist sich der wirtschaftlich schwierigen Situation der Wasserkraftwerke bewusst; insbesondere für Betreiber, die keine gebundenen Kunden in der Grundversorgung haben. Jedoch ist der Wasserzins nicht die Ursache dieser Entwicklung, sondern der verzerrte Strommarkt. Im Zusammenhang mit der Ursachenbekämpfung ist es daher falsch, beim Wasserzins ansetzen zu wollen. Zentrale Aufgabe ist es, dafür zu sorgen, dass der Strommarkt künftig so geordnet wird, dass die Schweizer Wasserkraft wieder konkurrenzfähig sein kann. Eine pauschale Reduktion des Wasserzinses zulasten der konzedierenden Gemeinwesen als Übergangsregelung setzt ein falsches Zeichen.

Allenfalls wäre eine moderatere und abgestufte Wasserzinsreduktion, jedoch nur unter zwingenden und kumulativen Bedingungen respektive Anspruchsvoraussetzungen (keine Eigenkapitalrendite, vollständige Datentransparenz, Strukturoptimierungen) zu erwägen.

2.2 Alternativ-Variante für die Übergangsregelung für das Wasserzinsmaximum und Ermässigung Wasserzins bei Gewährung von Investitionsbeiträgen

Eingriffe in privatwirtschaftlichen Strukturen der Energieversorgung sind zu minimieren. Die Rahmenbedingungen sind so festzulegen, dass die Marktteilnehmer am Markt bestehen können. Das bedeutet, dass die Rahmenbedingungen verlässlich, nachhaltig und für alle Betreiber gleich sein müssen und von ausschliesslicher Begünstigung von defizitären Betreibern, im Sinne einer Subventionierung, abzusehen ist.

2.3 Flexibilisierung des Wasserzinsmaximums

Der Ansatz, zukünftig einen Anteil des Wasserzinses in Abhängigkeit des Strompreises zu flexibilisieren, geht in die richtige Richtung und stellt mittelfristig eine faire und tragbare Lösung dar. Jedoch kann ein Modell für das Wasserzinsmaximums nur unter Kenntnis des künftigen Strommarktmodells beurteilt werden, weshalb heute keine Stellungnahme dazu erfolgen kann. Die von der RKGK geforderten zwingenden Eckpunkte, welche ein künftiges Modell im Minimum zu enthalten hat (u.a. Abbildung der gesamten möglichen Wertschöpfung der Wasserkraftnutzung, vollständige Transparenz, keinerlei Umwälzung des Wasserzinses über einen Netzzuschlag, usw.) wird vom Kanton Schwyz unterstützt.

Wir danken für die Gelegenheit zur Stellungnahme.

Im Namen des Regierungsrates:

Othmar Reichmuth, Landammann



Dr. Mathias E. Brun, Staatsschreiber

Kopie an:

– Schwyzer Mitglieder der Bundesversammlung.



Rathaus, Marktplatz 9
CH-4001 Basel

Tel: +41 61 267 80 54
Fax: +41 61 267 85 72
E-Mail: staatskanzlei@bs.ch
www.regierungsrat.bs.ch

Bundesamt für Energie
Sektion Wasserkraft
3003 Bern

(revision-wrg@bfe.admin.ch)

Basel, 20. September 2017

Regierungsratsbeschluss vom 19. September 2017

Vernehmlassung zur Revision des Wasserrechtsgesetzes; Stellungnahme des Kantons Basel-Stadt

Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 22. Juni 2017 hat die Vorsteherin des Eidgenössischen Departements für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) unter anderem die Kantone eingeladen, sich zu einer geplanten Änderung des Wasserrechtsgesetzes (WRG; SR 721.80) vernehmen zu lassen. Gerne nehmen wir diese Gelegenheit wahr und äussern uns zu der Vorlage wie folgt.

1. Wasserzinsreduktion und Übergangsregelung

Der Kanton Basel-Stadt ist von der geplanten Neuregelung aufgrund der Beteiligung der Industriellen Werke Basel (IWB) an verschiedenen Grosswasserkraftwerken in den Gebirgskantonen sowie den Grenzwasserkraftwerken Birsfelden und Kembs betroffen. Wie andere Stromversorgungsunternehmen ist die IWB in erheblicher Weise mit den sehr tiefen Marktpreisen auf dem internationalen Strommarkt konfrontiert. Von daher begrüssen wir die vorgesehene Absenkung des geltenden Wasserzinsmaximums, das unter heute nicht mehr gegebenen regulatorischen und ökonomischen Voraussetzungen festgelegt wurde.

Wir sehen, dass auch nach der vorgeschlagenen Absenkung bei den Wasserkraftwerken eine Wirtschaftlichkeitslücke von rund 100 Mio. Franken bleibt, die aus eigener Kraft zu schliessen ist. Andererseits anerkennen wir die Notwendigkeit, die Vorlage mit dem Zweck der Stärkung der Wasserkraft politisch abzustützen. Von daher erachten wir die geplante Aufteilung in eine Übergangs- und eine Langfristregelung als sinnvoll. Damit kann der erforderliche Regimewechsel schrittweise vollzogen und eine Entlastung der Wasserkraftwerke erreicht werden, ohne die fiskalische Basis der konzessionierenden Kantone völlig zu erodieren. Wir schliessen uns hier der Position an, wie sie die Konferenz der kantonalen Energiedirektoren (EnDK) in ihrer Vernehmlassungsstellungnahme vom 11. September 2017 zum Ausdruck gebracht hat. Wir unterstützen auch den Antrag der EnDK, die Variante vertieft zu prüfen, die Übergangsregelung nur für notleidende Kraftwerke vorzusehen.

2. Wasserzinsbefreiung bei Wasserkraftwerken mit Investitionsbeiträgen

Für uns nachvollziehbar ist die Ablehnung der EnDK zum Vorschlag, dass bei Wasserkraftwerken, für deren Neubau oder deren Erneuerung der Konzessionär einen Investitionsbeitrag nach dem neuen Energiegesetz erhält, während der Bauzeit und während 10 Jahren nach der Inbetriebnahme keine Wasserzinse erhoben werden dürfen. In der Tat könnten Anreize für die konzessionierenden Gemeinwesen wegfallen für eine Zustimmung zu neuen Wasserkraftprojekten oder zur Erweiterung oder Erneuerung von bestehenden Anlagen, was den Ausbauzielen der Energiestrategie 2050 zuwiderlaufen kann. Aus unserer Sicht erscheint eine bundesgesetzliche Vorgabe aber dennoch sinnvoll angesichts dessen, dass für den Ausbau der Wasserkraft in den Alpen ausser der Wirtschaftlichkeitsfrage grundsätzlich noch weitere hohe Hürden bestehen und der Anreizeffekt für die Anlagenbetreiber, Investitionen zu tätigen, nicht zusätzlich gemindert werden sollte. Wir regen an, kürzere Befreiungsfristen vorzusehen.

3. Innerstaatliche Zuständigkeiten bei Grenzwasserkraftwerken

Was die geplanten formellen Änderungen in Bezug auf die Zuständigkeiten bei den Grenzwasserkraftwerken angeht, teilen wir vollumfänglich die Haltung der EnDK. Die in der Vernehmlassungsvorlage dargelegten Anpassungen sind für uns grundsätzlich nachvollziehbar und gegenüber der heutigen Regelung rechtlicher klarer und präziser. Allerdings käme es zu einer Verringerung des Einflusses der betroffenen Kantone und zu einer doch starken Kompetenzerweiterung der Bundesverwaltung. Wir unterstützen daher die Anträge der EnDK in ihrer Stellungnahme vom 11. September 2017, wonach zum einen die Bundeszuständigkeit bezüglich der Regelung der Nutzung von Gewässern, die die Landesgrenzen berühren, primär beim Bundesrat und nicht beim zuständigen Departement liegen und zum anderen eine stärkere Berücksichtigung der Kantone vorgesehen werden soll.

4. Flexibilisierung des Wasserzinses

Das ausserhalb der geplanten Revision des WRG zur Diskussion gestellte Modell einer Flexibilisierung des Wasserzinses als Grundlage für eine längerfristige Neuregelung erscheint uns insgesamt als sinnvoller Ansatz. Die Kombination aus fixem Sockelbetrag und variablem, marktpreisabhängigem Anteil trägt aus unserer Sicht sowohl den volkswirtschaftlichen Interessen (der ressourcenbesitzenden Kantone) als auch den betriebswirtschaftlichen Interessen (der Kraftwerksbetreiber und -besitzer) Rechnung. Die in der Vernehmlassungsvorlage angenommenen Modellparameter betrachten wir als vernünftige Ausgangsbasis für die anstehende Diskussion.

5. Fazit

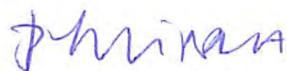
Insgesamt können wir die geplante Revision des Wasserrechtsgesetzes im Sinne der Stellungnahme der EnDK unterstützen. Die vorgesehenen Elemente in Bezug auf die Wasserzinsregelung bieten aus unserer Sicht eine vernünftige Basis für eine Kompromisslösung, die im Spannungsfeld zwischen Wasserzinsempfängern und Wasserkraftnutzern notwendig ist. Nicht einverstanden wären wir daher auch, wenn in der weiteren bundespolitischen Diskussion auf eine Senkung der Wasserzinsen ganz verzichtet oder die Vorlage weiter abgeschwächt würde.

Für die Berücksichtigung unserer Anmerkungen danken wir Ihnen.

Freundliche Grüsse



Elisabeth Ackermann
Präsidentin



Barbara Schüpbach-Guggenbühl
Staatsschreiberin



Regierungsrat, 9102 Herisau

Bundesamt für Energie
Sektion Wasserkraft
3003 Bern

Dr. iur. Roger Nobs
Ratschreiber
Tel. +41 71 353 63 51
roger.nobs@ar.ch

Herisau, 22. September 2017

Eidg. Vernehmlassung; Revision Wasserrechtsgesetz; Stellungnahme des Regierungsrates von Appenzell Ausserrhoden

Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 22. Juni 2017 unterbreitet das Eidg. Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) eine Änderung des Bundesgesetzes über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte (Wasserrechtsgesetz, WRG; SR 721.80) zur Stellungnahme.

Der Regierungsrat von Appenzell Ausserrhoden nimmt dazu wie folgt Stellung:

Die vorgeschlagenen Änderungen des WRG werden durch den Regierungsrat unter Vorbehalt der zwei untenstehenden Anträge unterstützt.

Der Wasserzins des einzigen Wasserrechts auf kantonalem Territorium, welches nach Art. 49 Abs. 4 WRG mit einer Bruttoleistung von mehr als 1 Megawatt zur Abgabe eines Wasserzinses verpflichtet ist, wird bereits heute mit einem Ansatz von 80 Fr./kW_{br} erhoben. Mit Revision des Art. 49 Abs. 1 WRG, welcher die Höhe des Zinses auf maximal 80 Fr./kW_{br} begrenzt, ergeben sich für den Kanton somit keine Änderungen der aktuellen Situation.

Im erläuternden Bericht zur Revision wird vorgeschlagen, dass die vorübergehende Herabsetzung des Wasserzinses auf 80 Fr./kW_{br} auch lediglich für Kraftwerke erfolgen könnte, welche derzeit eindeutig defizitär betrieben werden. Da die verminderten Zinserträge für einige Kantone und Gemeinden einschneidende Konsequenzen mit sich führen, sollte sich die Entlastung auf diejenigen Betreiber beschränken, welche klar ausweisen können, dass die Entlastung in ihrem Fall gerechtfertigt ist. Im Sinne eines Kompromisses sollte diese Alternative vertieft geprüft werden und falls sinnvoll umsetzbar, wäre diese Lösung gegenüber einer generellen Herabsetzung vorzuziehen.

Antrag: Die alternative Übergangsregelung mit einer Herabsetzung des Wasserzinses, welche sich auf klar defizitäre Kraftwerke beschränkt, ist eingehend zu prüfen.



In der Ausgangslage werden Gründe für ein marktnäheres Zinsmodell aufgeführt. Trotz der variierenden Rahmenbedingungen soll ein fixer Sockel definiert werden, unabhängig vom Marktgeschehen. Einerseits ist es für Kantone und Gemeinden essentiell, mit minimalen Beiträgen als Gegenleistung für die erteilten Wassernutzungsrechte kalkulieren zu können. Andererseits betrifft das schwierige Marktumfeld nicht alle Anlagebetreiber gleichermaßen. Betroffen sind insbesondere Produzenten von Hydroenergie im Stromgrosshandel. Energieunternehmen, welche auch gebundene Konsumenten (Grundversorgung) im Portfolio aufweisen, können die eigens produzierte oder am Markt günstig eingekaufte Energie nach wie vor kostendeckend verkaufen. Ausserdem hat die Bedeutung an wirtschaftlich interessanten Energiedienstleistungen für Produzenten von Hydroenergie zugenommen.

Zudem sieht das revidierte Energiegesetz Unterstützungsleistungen (Investitionsbeiträge) für Neuanlagen sowie erhebliche Erweiterungen und Erneuerungen bestehender Anlagen ab einer bestimmten Leistungsklasse vor (Art. 24 und 26 des neuen eidg. Energiegesetzes, EnG ab 2018). Vor diesem Hintergrund soll mit Art 50a des revidierten WRG ein zusätzlicher finanzieller Anreiz für diejenigen Kraftwerke geschaffen werden, welche auf Grundlage der genannten Artikel des EnG bereits Investitionsbeiträge erhalten würden. Die Revision sieht vor, dass für diese Kraftwerke während 10 Jahren Betriebszeit und der vorangehenden Bauphase kein Wasserzins zu entrichten ist.

Mit den bereits vorgesehenen Unterstützungsmassnahmen für die Wasserkraft und der neuen Ausgestaltung des Wasserzinsmodells werden die Weichen bereits wesentlich zu Gunsten der Kraftwerksbetreiber gestellt. Der Spielraum für weitere Entlastungen sollte dem wasserrechtsverleihenden Gemeinwesen überlassen bleiben.

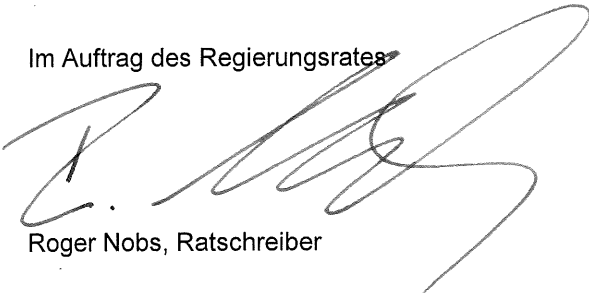
Antrag: Der vorgesehene Art. 50a WRG ist zu streichen.

Mit der Revision des WRG wurde der Kanton auch zur Stellungnahme eines möglichen künftigen Wasserzinsmodells eingeladen. Aufgrund der zu erwartenden, verhältnismässig geringeren Auswirkungen für den Kanton, verglichen mit anderen Kantonen, verzichtet der Regierungsrat derzeit auf eine Stellungnahme zum Sachverhalt.

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit zur Stellungnahme.

Freundliche Grüsse

Im Auftrag des Regierungsrates


Roger Nobs, Ratschreiber



ETAT DE FRIBOURG
STAAT FREIBURG

Conseil d'Etat CE
Staatsrat SR

Rue des Chanoines 17, 1701 Fribourg

T +41 26 305 10 40, F +41 26 305 10 48
www.fr.ch/ce

Conseil d'Etat
Rue des Chanoines 17, 1701 Fribourg

Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication
p.a. Office fédéral de l'énergie
3003 Berne

Par courriel à :
revision-wrg@bfe.admin.ch

Fribourg, le 26 septembre 2017

Procédure de consultation – Révision de la loi sur l'utilisation des forces hydrauliques

Mesdames, Messieurs,

Suite au courrier de Mme la Présidente de la Confédération Doris Leuthard, Cheffe du Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication, du 22 juin 2017, les services spécialisés de l'administration cantonale ont analysé le projet de révision de la loi fédérale sur l'utilisation des forces hydrauliques (LFH).

Avant de commenter spécifiquement les articles faisant l'objet de la présente révision de la LFH, nous nous permettons de vous adresser un commentaire général concernant la politique énergétique en lien avec la force hydraulique.

Commentaire général

La production d'électricité à partir de la force hydraulique tient une place importante dans la stratégie énergétique 2050 de la Confédération. La production électrique issue des énergies renouvelables doit progressivement augmenter. La force hydraulique doit être développée pour atteindre une production annuelle moyenne d'au moins 43 TWh à l'horizon 2035 et de 44,15 TWh d'ici à 2050.

Il est important de soutenir la production hydroélectrique, qui tient un rôle central dans la politique énergétique du pays. Les investissements dans des projets de centrales hydrauliques contribuent à préserver l'environnement, à créer des emplois et de la plus-value.

La situation actuelle du marché de l'électricité a des impacts négatifs sur la production hydroélectrique. L'énergie hydraulique suisse souffre particulièrement de la baisse des prix de l'électricité sur le marché européen. Les coûts de production des grandes centrales sont aujourd'hui supérieurs au prix de l'électricité sur ce marché. Cette situation remet en cause la rentabilité principalement des grandes centrales hydroélectriques.

Les grands producteurs d'hydroélectricité, qui ont peu de petits consommateurs (< 100 MWh) ou autrement dit de clients captifs, subissent largement l'effet du faible prix de l'électricité sur le marché.

Etant donné qu'un redressement des prix de l'électricité à court terme n'est pas en vue, les exploitants ne bénéficient plus des gains correspondants qui seraient très utiles pour de nouveaux investissements dans l'énergie hydraulique. Ainsi, cela crée un climat défavorable pour investir dans le renouvellement des installations et la réalisation de nouveaux grands projets permettant d'accroître la capacité de production et répondre aux objectifs fixés. De plus, cela pourrait engendrer des problèmes de sécurité dans la mesure où les coûts investis dans l'entretien et la modernisation des barrages sont limités.

Un moyen d'améliorer la rentabilité économique des installations hydrauliques consiste à réduire les charges liées aux coûts d'exploitation, aux coûts des capitaux et aux taxes et redevances. Le projet de révision de la LFH vise justement à réduire la redevance hydraulique maximale à 80 Fr./kWh pendant une période transitoire allant de 2020 à 2022 (art. 49 al. 1). Afin de réduire les conséquences pour les collectivités, la Confédération soumet aux milieux intéressés une alternative consistant à appliquer pendant la période transitoire une réduction uniquement aux centrales qui sont nettement déficitaires. A partir de 2023, cette réglementation transitoire devrait être remplacée par un modèle flexible dans lequel la redevance maximale se composerait d'une partie fixe et d'une partie variable dépendant du prix du marché.

Le canton de Fribourg reconnaît que la réduction du montant des redevances hydrauliques perçues par les cantons serait favorable pour la production hydroélectrique et son développement. Elle allègerait les charges financières qui pèsent sur les grandes centrales hydroélectriques, ce qui devrait renforcer leur compétitivité et créer un nouveau contexte favorable aux investissements. Toutefois, l'Etat de Fribourg estime que le moyen choisi, à savoir la réduction de la redevance hydraulique même sur une période limitée, n'est pas judicieux dans le cas présent. En effet, il pénalise premièrement les bénéficiaires de la redevance, majoritairement les pouvoirs publics des régions de montagne, alors que ces derniers n'endossent pas de responsabilité directe des conséquences de la politique énergétique européenne. Ensuite, les coûts supplémentaires de la redevance observés ces dernières années sont relativement faibles en comparaison avec les coûts de revient globaux. En outre, il faut noter que selon la Commission fédérale de l'électricité près de 50 % de la production d'électricité hydraulique est vendue aujourd'hui encore à son coût de revient à des clients captifs dans l'approvisionnement de base et est ainsi rentable. Enfin, il faut mentionner que la rentabilité des installations doit être appréciée dans une perspective à long terme, celle-ci oscillant en principe sur la durée de vie d'une installation aux environs de 3 %.

L'Etat de Fribourg cautionne le fait qu'il faut absolument trouver une solution pour soutenir la force hydraulique durant une période transitoire, car il est impératif de soutenir la production indigène pour assurer notre approvisionnement en électricité à moyen et à long terme. Cependant, il est d'avis que la modification de la loi sur les forces hydraulique telle que proposée n'apporte pas la solution adéquate à la résolution du problème.

L'Etat de Fribourg est donc défavorable à la réduction du montant maximum de la redevance hydraulique, tel que proposé par le Conseil fédéral dans le projet de modification de la LFH. Il recommande que le tarif maximum de la redevance hydraulique soit maintenu à 110 fr./kW en attendant une proposition définitive du Conseil fédéral d'un nouveau système de détermination des redevances hydrauliques. Il faut souligner que la redevance répond au juste principe de la rémunération d'une prestation offerte, à savoir l'attribution de concessions par les cantons pour l'utilisation de la force hydraulique à des entreprises susceptibles d'en faire le commerce.

Dans ce sens, il faut aussi mettre en évidence que les bénéfices d'exploitation ne profitent souvent pas aux cantons/communes hébergeant les infrastructures.

L'Etat de Fribourg estime que la réduction des redevances hydrauliques ne contribue pas directement au développement de la production hydroélectrique, et donc à l'atteinte des objectifs définis dans la stratégie énergétique 2050. Il est prévu dans la nouvelle loi sur l'énergie (LEne), adoptée le 21 mai 2017 par le peuple, des mesures visant à développer la production hydroélectrique. Lors de rénovations ou d'agrandissements de grandes centrales hydroélectriques une contribution d'investissement sera accordée au propriétaire de l'installation (art. 26 LEne). D'autres mesures favorisant spécifiquement la rénovation ou la construction de centrales hydroélectriques, telles des prêts ou des cautionnements, pourrait être encore développées et mises en places par la Confédération et les cantons.

D'autres solutions encore, qui permettrait de rééquilibré le marché de l'électricité en faveur de la production d'hydroélectricité, telles que la taxation du courant « sale ». Toutefois cette solution ne semble pas être un bon outil. En effet, le Conseil national a récemment (8 mars 2017) décidé de renoncer aux taxes incitatives. Dans la seconde étape de la stratégie énergétique 2050, il était initialement prévu de remplacer, à partir de 2021, le système de subventions de la première étape par un système d'incitations. Un système fondé sur des taxes différentes en fonction du type d'énergie ne serait toutefois pas conforme aux accords commerciaux internationaux et au droit européen.

Nous invitons la Confédération à poursuivre la réflexion et à développer de nouveaux outils afin de soutenir le développement de la force hydraulique tout en veillant à préserver le climat (ex : renforcement du système de taxe sur le CO2 et création d'un fond d'investissement pour la production d'hydroélectricité).

Finalement, le projet soumis traite des forces hydrauliques, mais fait abstraction des installations de pompage-turbinage, lesquelles sont certainement encore plus pénalisées à court et à moyen terme par la situation du marché. Ces installations, si précieuses à la régulation du réseau, auront également un rôle extrêmement important à jouer dans les décennies à venir pour le stockage des différentes productions d'énergies renouvelables planifiées en Suisse. La Confédération devrait donc aussi reconnaître l'importance de ces ouvrages et les considérer de la même manière que les ouvrages hydrauliques conventionnels.

Commentaires par article

La modification ci-dessous retranscrit la position de l'Etat de Fribourg (voir commentaire ci-dessus).

Art. 49, al. 1

1 La redevance hydraulique annuelle ne peut excéder 80 110 francs par kilowatt théorique jusqu'à fin 2022. Sur ce montant, la Confédération peut percevoir au plus 1 franc par kilowatt théorique afin de financer les montants compensatoires alloués aux cantons et aux communes en vertu de l'art. 22, al. 3 à 5.

Remarque : Si la redevance hydraulique maximale ne devait pas être maintenue à 110 francs par kilowatt théorique, l'Etat de Fribourg recommande d'appliquer une réduction uniquement aux centrales qui sont nettement déficitaires.

En vous remerciant de nous avoir consultés, nous vous prions de croire, Mesdames, Messieurs, à l'assurance de nos sentiments les meilleurs.



Maurice Ropraz
Président

Au nom du Conseil d'Etat :



Danielle Gagnaux-Morel
Chancelière d'Etat

Hôtel du Gouvernement – 2, rue de l'Hôpital, 2800 Delémont

Office fédéral de l'énergie
Section Force hydraulique
3003 Berne.

Hôtel du Gouvernement
2, rue de l'Hôpital
CH-2800 Delémont

t +41 32 420 51 11
f +41 32 420 72 01
chancellerie@jura.ch

Delémont, le 26 septembre 2017

Révision de la loi sur l'utilisation des forces hydrauliques : réponse à la consultation

Monsieur le Directeur,

Le Gouvernement jurassien a pris connaissance avec intérêt du dossier mentionné en rubrique et vous remercie de l'avoir consulté.

Il partage dans les grandes lignes la prise de position de la Conférence des directeurs cantonaux de l'énergie (EnDK) relative à la consultation sur la révision de la loi sur les forces hydrauliques.

Cependant, contrairement à l'EnDK, le Gouvernement estime qu'il n'est pas souhaitable de supprimer la référence à une date concrète (2022) en ce qui concerne l'introduction d'un régime de redevance hydraulique transitoire à 80 francs par kilowatt théorique dans l'attente de l'élaboration d'un régime à long terme. Sans échéance concrète ancrée dans la législation, les risques de voir se transformer le régime transitoire en régime à long terme semblent trop importants. En outre, le délai du 1^{er} janvier 2023 pour l'entrée en vigueur de nouvelles dispositions laisse suffisamment de temps pour déboucher sur un compromis acceptable par l'ensemble des parties.

En vous remerciant de l'attention que vous porterez à la présente, le Gouvernement vous prie d'agréer, Monsieur le Directeur, l'expression de sa considération distinguée.

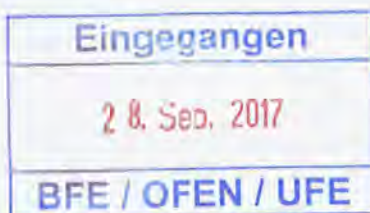
AU NOM DU GOUVERNEMENT DE LA
RÉPUBLIQUE ET CANTON DU JURA


Nathalie Barthoulot
Présidente




Gladys Winkler Docourt
Chancelière d'État

Distribution par courriers postal et électronique (word et pdf à revision-wrg@bfe.admin.ch)



Bundesamt für Energie (BFE)
Sektion Wasserkraft
3003 Bern

26. September 2017

Vernehmlassung zur Revision des Wasserrechtsgesetzes

Sehr geehrter Herr Direktor
sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 22. Juni 2017 ersuchen Sie uns, zur Revision des Bundesgesetzes über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte (Wasserrechtsgesetz, WRG; SR 721.80) Stellung zu nehmen. Wir kommen dieser Aufforderung gerne nach.

1 Grundsätzliches

Aufgrund der schon seit einigen Jahren angespannten Strommarktsituation und der nach wie vor unsicheren Ertragsaussichten sind Massnahmen zur Stärkung der einheimischen Stromproduktion aus Wasserkraft vorgesehen. Die vorgeschlagene Senkung des Wasserzinsmaximums entlastet die Kraftwerksbetreiber, führt jedoch im Gegenzug zu bedeutenden Mindereinnahmen bei den wasserzinsberechtigten Gemeinwesen.

Die drohenden Mindereinnahmen wirken sich nachteilig auf die aus den Wasserzinseinnahmen finanzierten Aufgabenbereiche des Kantons Solothurn aus. So erhöht sich der Druck auf die zukünftige Finanzierung kantonaler Massnahmen im Energiebereich (z.B. Gebäudeprogramm) sowie auf Projekte in den Bereichen Hochwasserschutz und Revitalisierung von Fliessgewässern und Sanierung von belasteten Standorten.

Eine generelle Senkung des Wasserzinsmaximums für alle Kraftwerke ist aus dieser Sicht eine zu einfache Lösung, denn längst nicht alle Elektrizitätsunternehmen haben Rentabilitätsprobleme. Um der unterschiedlichen wirtschaftlichen Situation der einzelnen Kraftwerke gerecht zu werden, erscheint die in Grundzügen von der Konferenz der kantonalen Energiedirektoren skizzierte Variante einer differenzierten Lösung prüfenswert, welche eine Senkung des Wasserzinses nur für notleidende Kraftwerke vorsieht. Dadurch können dort Erleichterungen gewährt werden, wo sie tatsächlich nötig sind, und im Gegenzug können die Mindereinnahmen für die wasserzinsberechtigten Gemeinwesen auf ein verträglicheres Mass begrenzt werden.

Aus Sicht des Kantons Solothurn ist die vorgeschlagene Revision deshalb zu überarbeiten. Die Anpassung des Wasserzinsmaximums ist differenziert und bedarfsgerecht auszugestalten.

2 Diskussion einzelner Änderungsvorschläge Wasserrechtsgesetz

2.1 Zu Artikel 7

Keine Bemerkungen.

2.2 Zu Artikel 49

Die vorgeschlagene Übergangsregelung ist befristet bis zum 31. Dezember 2022, d.h. gilt für eine Zeitdauer von nur 3 Jahren. Es ist aber keineswegs garantiert, dass das neue Strommarktdesign pünktlich per 1. Januar 2023 in Kraft treten wird. Deshalb regen wir an, die Geltungsdauer dieser Übergangsregelung offener zu formulieren, um die Koordination mit dem neuen Marktmodell auch bei zeitlichen Verzögerungen sicherzustellen.

Antrag: Offene Formulierung für das Ende der Übergangsregelung anstelle des fixen Endtermins Ende 2022.

2.3 Zu Artikel 50a

Keine Bemerkungen.

2.4 Zu den Grundzügen einer Flexibilisierung des Wasserzinsmaximums ab 2023

Die Idee eines längerfristigen Wechsels auf ein flexibles Wasserzinsmodell, bestehend aus einem fixen und einem variablen Bestandteil, wird begrüsst und soll weiter verfeinert und ausgearbeitet werden. Es ist jedoch aus heutiger Sicht fraglich, ob der Beginn dieses neuen Modells bereits jetzt auf 1. Januar 2023 festgelegt werden kann bzw. soll. Vielmehr muss die Weiterentwicklung und Einführung des neuen Strommarktdesigns abgewartet und das Inkrafttreten gegenseitig abgestimmt werden.

In diesem Sinne muss die Geltungsdauer der sogenannten Übergangsregelung ab 2020 offener formuliert und nicht fix auf Ende 2022 begrenzt werden (vgl. Antrag zu Artikel 49).

2.5 Zur Variante „Senkung Wasserzins nur für notleidende Kraftwerke“

Zusätzlich wird eine Variante zur Diskussion gestellt, in welcher das Wasserzinsmaximum befristet bis Ende 2022 nur für jene Kraftwerke auf 80.00 Fr./kWbr gesenkt werden soll, welche klar defizitär sind.

Diese Variante ist bisher nur in Grundzügen angedacht. Sie soll weiter verfeinert und vertieft geprüft werden. Es sind klare Spielregeln und Bedingungen zu formulieren, um in den Genuss einer Wasserzinssenkung zu kommen. Der Vollzug muss transparent und mit möglichst geringem administrativem Aufwand sichergestellt werden können.

Als Kriterium könnten beispielsweise auch die unterschiedlichen Voraussetzungen der Wasserkraftwerkbetreiber am Strommarkt berücksichtigt werden. Heute haben Stromproduzenten mit und ohne Verteilnetz, d.h. mit und ohne grundversorgte Endkunden, ungleiche Rahmenbedingungen. Es sollten nur jene Wasserkraftwerke in den Genuss eines reduzierten Wasserzinses kommen, welche ihren Strom unter den Gestehungskosten auf dem Grosshandelsmarkt absetzen müssen. Im Gegenzug dazu kann ein Kraftwerk bei direkter Belieferung von Endkunden die Eigenproduktion kostendeckend absetzen und eine Entlastung beim Wasserzins ist somit nicht erforderlich.

Antrag: Die Variante „Senkung Wasserzins nur für notleidende Kraftwerke“ ist vertieft zu prüfen und weiter auszuarbeiten.

Wir bitten Sie, unseren Anliegen im Rahmen der Bereinigung des Gesetzes Rechnung zu tragen.

Für die Möglichkeit, zur Revision des Wasserrechtsgesetzes eine Stellungnahme abgeben zu können, bedanken wir uns bestens.

IM NAMEN DES REGIERUNGSRATES



Dr. Remo Ankli
Landammann



Andreas Eng
Staatsschreiber

REGIERUNGSRAT

Regierungsgebäude, 5001 Aarau
Telefon 062 835 12 40, Fax 062 835 12 50
regierungsrat@ag.ch
www.ag.ch/regierungsrat

A-Post Plus

Bundesamt für Energie
Sektion Wasserkraft
3003 Bern

27. September 2017

Revision Wasserrechtsgesetz; Vernehmlassung

Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 22. Juni 2017 wurden die Kantonsregierungen eingeladen, zur Revision des Wasserrechtsgesetzes respektive zur bundesrechtlichen Wasserzinsregelung ab 2020 Stellung zu nehmen. Der Regierungsrat des Kantons Aargau dankt Ihnen für diese Gelegenheit und nimmt gerne wie folgt Stellung.

Der Regierungsrat unterstützt die Stellungnahme der Konferenz Kantonaler Energiedirektoren (EnDK). Er fügt folgende Ergänzungen respektive Präzisierungen für den Kanton Aargau an:

1. Grundsätzliches

Die im Kanton Aargau installierten Wasserkraftwerke liefern rund 8 % des in der Schweiz produzierten Stroms aus Wasserkraftwerken. Zusätzlich hat die Wasserkraft im Kanton Aargau eine lange Tradition, wodurch zahlreiche Kraftwerke entlang der Gewässerstrecken zu finden sind. Damit wird das Landschaftsbild im Kanton entsprechend geprägt, was eine angemessene Abgabe für die Nutzung der Ressource Wasser legitimiert.

Die Einnahmen aus dem Wasserzins haben einen bedeutenden Einfluss auf die Kantonsfinanzen: Für den Kanton Aargau bedeutet die Senkung der Wasserzinsen auf Fr. 80.–/kW_{brutto} Mindereinnahmen von rund 14 Millionen Franken pro Jahr. Dies entspricht einem knappen Steuerprozent.

Der Kanton Aargau ist dadurch neben den Gebirgskantonen stark von der Vorlage betroffen.

Der Wasserkraft kommt als Rückgrat der Versorgungssicherheit eine besondere Bedeutung zu. Die bereits vom Parlament und Volk beschlossene Investitions- und Marktprämie für Wasserkraftanlagen bildet kurzfristige Unterstützung der Wasserkraft im aktuell anspruchsvollen Marktumfeld. Die angedachte Flexibilisierung des Wasserzinses ab 2022 unterstützt der Regierungsrat als langfristige Massnahme, welche zusammen mit der Einführung eines neuen marktnahen Modells eine langfristige gesicherte Investitionsbasis für die Industrie bietet.

2. Art. 7 des Bundesgesetzes über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte (Wasserrechtsgesetz, WRG): Verträge für Grenzkraftwerke

Mit der vorgeschlagenen Anpassung werden entgegen den Aussagen im erläuternden Bericht die Kompetenzen der Kantone bei der Nutzung der Wasserkraft an den Grenzen eingeschränkt. Statt das alte Bundesgesetz über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte (Wasserrechtsgesetz, WRG) der neueren Bundesverfassung anzupassen, geht die Korrektur in die andere Richtung. Die Bundesverwaltung erhält damit entgegen der Verfassung sehr weitgehende Vollmachten, welche die rechtmässige Einflussnahme der Kantone stark schmälert. Der Regierungsrat lehnt diese Änderung mit nachfolgender Begründung ausdrücklich ab:

In Art. 76 Abs. 5 der Bundesverfassung der Schweizerischen Eidgenossenschaft (BV) ist festgehalten, dass über Rechte an internationalen Wasservorkommen der Bund unter Beizug der betroffenen Kantone entscheidet. Im Unterschied zu allen anderen Bereichen, in denen der Bund Konzessionen erteilt, hat er bei der Wasserkraft nur eine Grundsatzgesetzgebungskompetenz (Art. 76 Abs. 2 BV) und kein Monopol. Die Hoheit am Schweizer Anteil der Gewässer liegt originär bei den Kantonen (Art. 76 Abs. 4 BV). Den Wasserkraftkonzessionen für Grenzkraftwerke kommt unter den Bundeskonzessionen deshalb eine besondere und einmalige Stellung zu.

Die Wasserkraftnutzung ihrerseits hat bei vielen betroffenen Kantonen einen hohen Stellenwert. Die Bundeskompetenz gemäss Art. 7 WRG bedeutet keine Verschiebung der Sachherrschaft, sondern ergibt sich einzig daraus, dass für internationale Beziehungen grundsätzlich der Bund zuständig ist. Der Bund muss dabei Rücksicht nehmen auf die Zuständigkeiten der Kantone und muss ihre Interessen wahren (Art. 54 Abs. 3 BV). Gegen aussen handelt er in eigenem Namen (nicht bloss als Vermittler) und vertritt die Interessen der Eidgenossenschaft nach aussen. Gegen innen (im Verhältnis zum Kanton als Gewässereigentümer) handelt er jedoch für Rechnung des Kantons und ist verpflichtet, die kantonalen Interessen zu wahren (vgl. BGer 2C_338/2013 vom 21. August 2013, E. 2.2; BVGer A-2712/2016 vom 25. August 2017, E. 5.4.3 und 6.4.1 mit Hinweisen). Die Bundeskompetenz ist somit eng begrenzt. Sie ist eine Geschäftsführungs- oder Vertretungskompetenz. Bei der letzten Verfassungsnachführung wurde die eingeschränkte Kompetenz des Bundes entgegen den Vorstellungen des Bundesrats und des zuständigen Departements absichtlich beibehalten. Ausdrücklich wurde daher in Art. 76 Abs. 1 BV der Einschub "im Rahmen seiner Zuständigkeiten" eingefügt, der an und für sich eine Selbstverständlichkeit ist und daher normalerweise weggelassen wird.

Das Bundesgericht kann Bundesgesetze nicht auf ihre Verfassungsmässigkeit prüfen (Art. 190 BV). Letztlich massgebend wird daher das WRG sein. Entsprechend werden die Kantone mit der neuen Regelung vollständig vom Goodwill des faktisch zuständigen Bundesamts für Energie (BFE) abhängig sein, wenn die Formulierung gemäss Vorlage bestehen bleibt. Mit der Staatsvertragskompetenz kann der Bund die Interessen der Kantone hintenanstellen und so unter anderem Energiepolitik betreiben, weit in einen Bereich hinein, der den Kantonen vorbehalten ist. Es besteht kein Grund, dem Bund eine solche Kompetenz in diesem Bereich explizit zu geben: In der ganzen Vorlage werden soweit ersichtlich keine konkreten Probleme erwähnt, welche eine entsprechende Anpassung rechtfertigen würden. Auf die Ursachen der im Bericht erwähnten Schwierigkeiten oder Unklarheiten wird nicht näher eingegangen.

Eine vorgängige Anhörung der Kantone ist eine Selbstverständlichkeit und in dieser Formulierung wertlos. Es ist zu befürchten, dass der Bund nicht mehr auf die Anliegen der Kantone eingehen müsste und es bestünde kaum mehr eine realistische Chance, notfalls (etwa beim Scheitern von Konzessionsverhandlungen) als Option den Rechtsweg erfolgreich einzuschlagen. Der in der Bundesverfassung garantierte Beizug der betroffenen Kantone (Art. 76 Abs. 5 BV) hat eine einmalige Stellung und geht inhaltlich weit über die bei allen gemeinsamen Aufgaben verwendete Standardformulierung der vorgängigen Anhörung hinaus.

Die Streichung des letzten Satzes von Art. 49 Abs. 1 WRG über die "internationale Abstimmung" ist hingegen zu begrüßen. Die ersatzlose Streichung und die Erläuterung, dass der Bund nicht mehr bei jeder Veränderung des Wasserzinsmaximums zwingend mit den zuständigen Behörden aller Nachbarstaaten eine Vereinbarung treffen muss, täuscht allerdings darüber hinweg, dass der Bund neu in Art. 7 WRG das Recht erhält, dies trotzdem zu tun und zwar mit geringeren Einflussmöglichkeiten der Kantone als bisher. Auch aus diesem Grund ist die Staatsvertragskompetenz in Art. 7 WRG zu streichen.

Die Aufnahme des Art. 7 Abs. 1 lit. e WRG schafft Klarheit in den Zuständigkeiten der Sanierungsverfahren gemäss Bundesgesetz über den Schutz der Gewässer (Gewässerschutzgesetzgebung, GSchG). Eine einseitige Anordnung könnte nachteilige Auswirkungen auf die Kantone haben, wird aber im Grundsatz begrüsst.

Angesichts der bisherigen Klärungsversuche zwischen den Kantonen und dem BFE und der Aussprache des Kantons Aargau mit dem BFE ist dieser Vorschlag einer Gesetzesänderung nicht nachvollziehbar. In Art. 7 WRG sind die Kompetenzen an das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) delegiert, das bei der Wasserkraft und der Energiepolitik spezifische Interessen verfolgt. Namentlich die wirtschaftlichen Interessen der Kantone stehen daher in der Gefahr, entgegen der Verfassung zweitrangig zu werden. Bis 1997 lag die Kompetenz im damaligen Art. 7 WRG während 80 Jahren richtigerweise beim Bundesrat. Damit ist eine ausgewogenere Berücksichtigung der verschiedenen Interessen besser gewährleistet. Auch besteht mehr Gewähr für die politische Rücksichtnahme unter den verschiedenen Staatsebenen. Daher ist die Revision zum Anlass zu nehmen, zur ursprünglichen und bewährten Kompetenzordnung zurückzukehren (mit Überprüfung des Rechtsmittelwegs).

Antrag

- Anpassung Absatz 1: Die Zuständigkeit für die Konzessionen soll beim Bundesrat liegen.
- Anpassung Absatz 1 lit. e: "Sanierungsmassnahmen und Massnahmen betreffend den Betrieb *gemäss Gewässerschutzgesetzgebung* anzuordnen; im Einzelfall kann das Departement den Kanton *im gegenseitigen Einverständnis* zur Anordnung der notwendigen Massnahmen ermächtigen."
- Streichung Absatz 2
- Neuer Absatz: "Der Bundesrat berücksichtigt dabei die Anliegen der Kantone, aus denen das Wasser stammt."
- Änderung Absatz 3: "Er entscheidet unter Beizug der betroffenen Kantone."

3. Art. 49 WRG: Senkung des Wasserzinses bis 2022

Die Beurteilung dieses Artikels beinhaltet mehrere Aspekte, welche der Regierungsrat separat bewertet:

3.1 Aufteilung in Übergangs- und Langfristregelung

Der Regierungsrat begrüsst eine Aufteilung in eine Übergangs- und Langfristregelung, beantragt jedoch eine offenere Formulierung bezüglich des Zeitraums der Übergangsregelung (2020–2022): Die Langfristregelung ist zwingend mit dem noch auszuarbeitenden marktnahen Modell abzustimmen. Diese beiden Komponenten und allfällige weitere Unterstützungsmassnahmen dürfen und können nicht gesondert voneinander behandelt werden. Einer raschen Einführung eines neuen Marktdesigns kommt eine hohe Bedeutung zu, jedoch ist es fraglich, ob dieses Ziel bis 2022 erreicht wird. Die Dauer der Übergangslösung soll deshalb bis zur Einführung eines marktnahen Modells währen. Nur so kann eine Abstimmung von langfristigem Wasserzins und Marktdesign erfolgen.

Antrag

Die Dauer der Übergangsregelung gilt bis zum Inkrafttreten des marktnahen Modells gemäss Art. 30 Abs. 5 des Energiegesetzes (EnG).

3.2 Senkung des Wasserzinses

Die in der Vorlage vorgeschlagene Übergangsregelung sieht eine Senkung von Fr. 110.–/kW_{brutto} auf Fr. 80.–/kW_{brutto} vor. Als Variante wird eine Reduktion nur für "notleidende" Kraftwerke vorgeschlagen. Begründet wird die Senkung des Wasserzinses mit der wirtschaftlichen Lage der Wasserkraftwerke.

Um die wirtschaftliche Lage der Wasserkraftwerke zu beurteilen, sind sowohl die Kosten- als auch die Ertragsseite für jedes individuelle Kraftwerk zu betrachten. Die Bandbreite der Kosten wie auch der Erlös bei den einzelnen Kraftwerken sind gross.

Die Kosten werden stark durch die Investitionen geprägt. Ältere Kraftwerke, welche ihre Investitionen bereits über längere Zeit abschreiben konnten, weisen in der Regel deutlich tiefere Produktionskosten auf als neuere Kraftwerke und können sich im aktuellen Umfeld behaupten.

Ebenso wichtig ist die Berücksichtigung der Erlösseite. Gemäss der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (EiCom) werden heute rund 50 % der Stromproduktion aus Wasserkraft bei gebundenen Kunden in der Grundversorgung abgesetzt. Aufgrund des gesetzlich festgelegten Gestehungskostenprinzips werden hier sämtliche Kosten abgedeckt. Eine Unterstützung ist in diesem Fall weder notwendig noch gerechtfertigt.

Aus der Kombination von Kosten und Erlös kann die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Wasserkraftanlagen beurteilt werden. Eine vom Kanton Aargau mitfinanzierte Studie "Erträge mit der Wasserkraft in den Jahren 2000 bis 2016" von BHP - Hanser und Partner AG zeigt, dass nicht alle Wasserkraftwerke defizitär produzieren. Die Studie belegt, dass die Elektrizitätsbranche insgesamt in den Jahren 2000–2016 mit der Wasserkraft Gewinne schrieb. Diese Tatsache spiegelt sich auch im Bericht der EiCom an die Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrates (UREK-N) zur finanziellen Lage der Wasserkraft wieder, welcher ein branchenweites "Missing Money" Problem der Schweizer Wasserkraft relativiert. Die Heterogenität bei den Kosten wie auch den Erlösen findet sich auch bei den Wasserkraftanlagen im Kanton Aargau.

Die europäischen und damit auch schweizerischen Strompreise für den freien Markt sind seit längerer Zeit sehr tief. Eine rasche Erholung der Preise wird erst nach 2020 erwartet. Dies bringt vor allem Wasserkraftwerke in Bedrängnis, welche – zumeist aufgrund von Investitionen in der nahen Vergangenheit – hohe Produktionskosten aufweisen, ihre Energie aber nicht in der Grundversorgung absetzen können. Für diese tatsächlich "notleidenden" Wasserkraftwerke ist eine Reduktion des Wasserzinses gerechtfertigt. Kraftwerke, welche von einer Reduktion des Wasserzinses profitieren wollen, müssen zwingend sowohl auf der Kosten- wie auch auf der Einnahmeseite für Transparenz sorgen.

Eine allgemeine Reduktion des Wasserzinses nach dem Giesskannenprinzip für alle Kraftwerke lehnt der Kanton Aargau klar aus diesen Gründen ausdrücklich ab. Mit der vorgeschlagenen Option der Entlastung nur für notleidende Kraftwerke kann diese hingegen unterstützt werden. Die vom Volk beschlossene Marktprämie für Grosswasserkraft (Art. 30 nEnG) sieht ebenfalls eine bedarfsgerechte Unterstützung im Einzelfall vor. Für effektiv notleidende Kraftwerke befürwortet der Regierungsrat eine Senkung des maximalen Wasserzinses auf Fr. 80.–/kW_{brutto}.

Antrag

Eine generelle Senkung des maximalen Wasserzinses auf Fr. 80.–/kW_{brutto} wird ausdrücklich abgelehnt. Es ist die Variante "notleidende Kraftwerke" zu verfolgen.

4. Art. 50a WRG: Zehn Jahre Wasserzinsbefreiung für Wasserkraftwerke mit Investitionsbeiträgen

Die Vernehmlassungsvorlage sieht vor, dass bei Wasserkraftwerken, für deren Neubau der Konzessionär einen Investitionsbeitrag nach Art. 26 nEnG erhält, während der für diesen Neubau notwendigen Frist und während zehn Jahren nach der Inbetriebnahme kein Wasserzins erhoben werden darf. Die Regelung wendet sich sinngemäss auch auf Erweiterungen oder Erneuerungen nach Art. 26 nEnG an.

Investitionsbeiträge für Neubauten und Erweiterungen/Erneuerungen werden explizit durch das nEnG abgedeckt. Eine zusätzliche Unterstützung ist nicht nötig. Zudem findet hier eine Beschneidung der kantonalen Kompetenzen statt: Die Kantone und Gemeinden sollen weiterhin frei darüber entscheiden können, in welcher Form sie einen Investor unterstützen wollen. Im Kanton Aargau existiert bereits eine Regelung, wonach in Sonderfällen – insbesondere bei Investitionen – das zuständige Departement den jährlichen Wasserzins durch Verfügung herabsetzen kann (§ 7 Wassernutzungsabgabendeckret [WnD]).

Weiter ist zu prüfen, ob die vorgeschlagene Regelung eine gemäss EU-Recht unerlaubte staatliche Beihilfe darstellt. Zudem würde auch diese Lösung einer Unterstützung nach dem Giesskannenprinzip gleichkommen, welches der Kanton Aargau ausdrücklich nicht unterstützt.

Antrag

Artikel ist ersatzlos zu streichen.

5. Flexibilisierung ab 2022

Der Regierungsrat begrüsst eine Neuregelung der Wasserzinsen ab 2022, sofern diese mit dem noch zu erarbeitenden marktnahen Modell harmonisiert wird. Eine Stellungnahme zu der konkreten Ausgestaltung des Modells erachten wir in Unkenntnis des zukünftigen marktnahen Modells allerdings als verfrüht.

Antrag

Zustimmung zur Neuregelung des Wasserzinses in Abstimmung mit dem zu erarbeitenden marktnahen Modell. Das Inkrafttreten hat gleichzeitig mit der Einführung des marktnahen Modells gemäss Art. 30 Abs. 5 EnG zu erfolgen.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Vernehmlassung.

Freundliche Grüsse

Im Namen des Regierungsrats



Stephan Attiger
Landammann



Vincenza Trivigno
Staatsschreiberin

Kopie

- revision-wrg@bfe.admin.ch



KANTON AARGAU

REGIERUNGSRAT

Postfach, 5001 Aarau

A



A+

5001 Aarau 1 Fächer



98.01.040089.00004195

A-Post Plus/Courrier A Plus/Posta A Plus



DIE POST
LA POSTE
LA POSTA

28.09.17

2.40

CH - 4621
Frankieren Post
2090064
30001430



A+

DIE POST

A-Post Plus
Bundesamt für Energie
Sektion Wasserkraft
3003 Bern

Repubblica e Cantone Ticino
Consiglio di Stato
Piazza Governo 6
Casella postale 2170
6501 Bellinzona
telefono +41 91 814 43 20
fax +41 91 814 44 35
e-mail can-sc@ti.ch

Repubblica e Cantone
Ticino

Il Consiglio di Stato

Ufficio federale dell'energia (UFE)
Sezione forza idrica
3003 Berna

Invio per posta elettronica
revision-wrg@bfe.admin.ch

Revisione della legge sulle forze idriche: presa di posizione

Signora Presidente della Confederazione,
gentili signore, egregi signori,

il Consiglio di Stato ha preso atto della consultazione relativa alla revisione della legge federale sull'utilizzazione delle forze idriche (legge sulle forze idriche LUF1), e conferma con la presente **di sostenere e condividere pienamente le argomentazioni formulate dalla Conferenza dei governi dei cantoni alpini (CGCA) presentate con lettera del 28 agosto 2017 all'attenzione della Presidente della Confederazione e direttrice del DATEC Doris Leuthard (vedi allegato).**

In aggiunta e a complemento della presa di posizione dei Cantoni alpini, rileviamo quanto segue.

1. *Regolamentazione transitoria in materia di canone massimo per i diritti d'acqua art. 49 cpv. 1*

Anzitutto è importante ricordare che il canone per i diritti d'acqua è il prezzo per l'utilizzo della forza idrica accordata in esclusiva al concessionario per un periodo determinato, che varia in genere fra i 40 e gli 80 anni. In pratica si tratta del compenso richiesto in cambio del riconoscimento di un beneficio speciale – ossia l'utilizzo delle acque – per un lungo periodo. Non si tratta dunque né di una sovvenzione né di una tassa, bensì del prezzo di una risorsa, l'acqua.

La modifica in esame riguarda la riduzione generale dell'aliquota massima del canone annuo fissato dalla Confederazione da 110 a 80 CHF/kW_{lordo} per il periodo transitorio dal 2020 fino al 2022.

Questa proposta di regolamentazione transitoria, in attesa che il Consiglio federale presenti il nuovo modello di mercato elettrico "più conforme al mercato" reale (art. 30 cpv. 5 della nuova Legge federale sull'energia Lene), è fermamente respinta dallo scrivente Governo in quanto non risulta né oggettivamente né politicamente giustificato ridurre l'attuale canone massimo per i diritti d'acqua. I motivi sono illustrati in maniera esaustiva nella presa di posizione della CGCA.

Un ulteriore fattore che a nostro avviso dev'essere debitamente considerato è il valore intrinseco dell'acqua quale risorsa naturale. La documentazione fornita dalla Confederazione fonda la sua proposta con l'unico riferimento alla situazione viepiù difficile in cui operano le

aziende idroelettriche svizzere all'interno del mercato internazionale dell'energia e presenta le ripercussioni per aziende e Cantoni solo in termini finanziari.

Il canone d'acqua, come ricordato in entrata, rappresenta il tributo pubblico che il concessionario di un impianto idroelettrico deve pagare alla comunità concedente per l'utilizzazione della forza idrica fornita in modo naturale dal ciclo dell'acqua, in generale per il tramite della captazione e della derivazione di un corso d'acqua pubblico.

L'aliquota massima del canone persegue un delicato equilibrio tra diversi interessi contrapposti, che comprendono l'approvvigionamento di energia elettrica su tutto il territorio nazionale a prezzi vantaggiosi, l'equo indennizzo a favore delle regioni di provenienza delle acque, ma anche la tutela del paesaggio e dell'ambiente e la conservazione della risorsa acqua quale forza idrica, così come elementi di ponderazione finanziaria (per esempio l'eventuale riduzione della dipendenza dalla perequazione finanziaria intercantonale). Per ogni intervento su questo parametro si è quindi sempre ricercata una conciliazione tra sostenibilità economica, interessi dei Cantoni di montagna ricchi di forze idriche come pure aspetti di politica regionale, energetica e ambientale.

L'aspetto ambientale insito nel canone annuo risulta totalmente trascurato nel progetto in esame e nella documentazione che lo accompagna. Il prezzo pagato per lo sfruttamento della forza idrica non può fare completa astrazione del valore intrinseco dell'acqua quale risorsa ambientale, valore che non è dipendente dai prezzi fissati sul mercato internazionale dell'energia e che non è di certo diminuito negli ultimi anni. Al contrario, a fronte della crescente pressione antropica sul territorio e sull'ambiente, oltre che dei cambiamenti climatici a livello globale, il valore dell'acqua in una rete idrica il più possibile intatta e naturale è semmai in aumento. In questo senso, il "deprezzamento" del valore dell'acqua utilizzata dalle aziende idroelettriche non trova riscontro né giustificazione in un più ampio discorso di sostenibilità ambientale.

Tenuto conto delle precedenti motivazioni condividiamo pienamente la proposta di modifica contenuta nella presa di posizione CGCA relativa all'art. 49 cpv. 1:

art. 49 cpv. 1

¹ Il canone annuo non può superare i 110 franchi per chilowatt lordo sino all'introduzione del modello conforme al mercato di cui all'articolo 30 capoverso 5 della Legge sull'energia del 30 settembre 2016 (LEne).

2. Variante di regolamentazione transitoria alternativa

Il Rapporto esplicativo concernente la modifica della LUF1 indica, anche se in maniera molto superficiale ed incompleta, la possibilità che, durante il periodo transitorio, la riduzione possa essere applicata unicamente per le centrali chiaramente deficitarie.

Come indicato nella presa di posizione dei Cantoni alpini, anche lo scrivente Consiglio non è di principio contrario a una regolamentazione particolare, che preveda aiuti provvisori specifici per casi di necessità comprovati. Queste eccezioni devono tuttavia sottostare a condizioni vincolanti e cumulative, nello specifico all'obbligo della piena trasparenza dei dati e del rimborso non appena si ritorni in utile (dilazione); l'eventuale riduzione del canone non dovrà in ogni modo superare i 10 franchi per kW_{lordo}.

Suggeriamo pertanto, come proposto dalla CGCA, la seguente modifica all'articolo 49 LUF1:

art. 49 cpv. 1^{bis}, 1^{ter} e 1^{quater} (nuovi)

^{1bis} Fino all'introduzione del modello conforme al mercato di cui all'articolo 30 capoverso 5 della Legge sull'energia del 30 settembre 2016 (LEne), il canone per i diritti d'acqua viene ridotto ogni anno di 10 franchi per chilowatt lordo, al massimo tuttavia fino a copertura dei costi di produzione, purché i gestori di grandi impianti idroelettrici, o i relativi proprietari, dimostrino, ai sensi dell'art. 30 capoversi 1 e 2

LEne, l'impossibilità di coprire i costi di produzione dell'elettricità generata dai suddetti impianti nonostante la computazione del prezzo di mercato di cui all'art. 26 LEne e previa deduzione di un'eventuale remunerazione del capitale proprio, della rinuncia ai dividendi, della preventiva adozione di opportune misure di sostegno da parte della proprietà e nonostante eventuali sovvenzioni della Confederazione.

1^{ter} Qualora ai sensi dell'art. 30 capoversi 1 e 2 LEne i gestori o i relativi proprietari rivendano sul mercato l'elettricità prodotta dagli impianti a un prezzo superiore ai costi di produzione, la riduzione concessa in conformità al paragrafo 1bis dev'essere rimborsata alla Confederazione e ai Cantoni. Questi ultimi, come da loro diritto, distribuiranno proporzionalmente i rimborsi agli enti pubblici beneficiari del canone.

1^{quater} Spetta al Consiglio federale disciplinare i dettagli, in particolare:

- a) i requisiti relativi alla distinta completa dei costi di produzione dell'elettricità generata dagli impianti in questione e dei relativi ricavi conseguiti;**
- b) i criteri a cui il richiedente deve ottemperare per la rinuncia ai dividendi;**
- c) i criteri per l'adozione di misure di sostegno opportune da parte dei proprietari della società;**
- d) la definizione delle condizioni di dilazione;**
- e) le sovvenzioni della Confederazione.**

3. Riduzione del canone per i diritti d'acqua in caso di concessione di contributi d'investimento art. 50a

L'ipotesi di esenzione completa dal canone per i diritti d'acqua per gli impianti che potranno beneficiare dei contributi d'investimento ai sensi della LEne sarebbe coerente se si adottasse la variante di regolamentazione transitoria alternativa illustrata al capitolo precedente. In quel caso, effettivamente, potrebbe apparire poco coerente che gli enti pubblici concedenti incassino il canone allorché l'investimento verrebbe realizzato soltanto grazie ai sussidi pubblici finanziati con il supplemento di rete.

Pur se di principio accettabile, questa proposta risulta troppo rigida sia per quanto concerne l'importo (completa rinuncia al canone per i diritti d'acqua), sia per le tempistiche (fino al termine previsto per la costruzione e per i 10 anni successivi alla messa in esercizio dell'impianto). E' quindi indispensabile che la riduzione sia commisurata all'investimento effettuato, al contributo d'investimento ottenuto ai sensi della LEne e se del caso anche alle caratteristiche tecniche dell'impianto.

Visto quanto precede, sosteniamo la proposta di modifica seguente formulata nella presa di posizione della CGCA:

Modifica dell'art. 50a:

¹ Alle centrali idroelettriche a cui viene corrisposto un contributo d'investimento ai sensi dell'art. 26 della Legge sull'energia del 30 settembre 2016 (LEne) si applicano le seguenti riduzioni:

a. In caso di nuova costruzione (art. 24 cpv. 1 lett. b n. 1 LEne): una riduzione del canone per i diritti d'acqua commisurata, in termini di entità e durata, all'investimento effettuato, al contributo d'investimento ricevuto e alla potenza lorda totale. Per quanto concerne le tempistiche, l'esenzione può protrarsi al massimo fino alla scadenza del termine concesso per la costruzione e per i 10 anni successivi alla messa in esercizio. Per quanto concerne la riduzione per il canone per i diritti d'acqua, questa può essere concessa in modo parziale o per intero.

b. In caso di ampliamento consistente di un impianto esistente (art. 24 cpv. 1 lett. b n. 2 LEne): la riduzione del canone per i diritti d'acqua sarà orientata ai criteri di cui

alla lettera a, fermo restando che esclusivamente la potenza lorda aggiuntiva costituisce un parametro determinante.

c. In caso di rinnovo consistente di un impianto esistente (art. 24 cpv. 1 lett. b n. 2 LEn): la riduzione del canone per i diritti d'acqua si orienta ai criteri di cui alla lettera a, fermo restando che la potenza lorda aggiuntiva viene presa in considerazione solo se questa viene effettivamente realizzata.

² Le riduzioni valgono per analogia anche per le imposte speciali di cui all'articolo 49 capoverso 2.

4. Corsi d'acqua internazionali art. 7

Il rapporto esplicativo non evidenzia alcuna necessità di modifica materiale al diritto vigente in relazione a quanto previsto dal nuovo articolo 7.

Rileviamo tuttavia che la lettera e) del capoverso 1 prevede che il DATEC può delegare al Cantone in singoli casi la disposizione delle misure necessarie al risanamento e misure concernenti l'esercizio dell'impianto. Riteniamo che questo compito, che nel concreto richiede una valutazione tecnica impegnativa e approfondita per la quale vanno richiesti all'istante (se del caso in ambito internazionale) documenti e analisi ambientali dettagliate, debba rimanere di competenza della Confederazione (che dispone peraltro di servizi adeguati, che forniscono linee direttive e aiuti all'esecuzione in materia ai Cantoni), sentiti i Cantoni.

Proponiamo pertanto, coerentemente con lo scopo indicato nella consultazione, di non modificare il diritto vigente e pertanto lo stralcio della seguente frase della lett. e del cpv. 1 :

~~e. ordinare misure di risanamento e misure concernenti l'esercizio; in singoli casi il Dipartimento può delegare al Cantone la disposizione delle misure necessarie.~~

Vogliate gradire, signora Presidente della Confederazione, gentili signore, egregi signori, l'espressione della nostra alta stima.

PER IL CONSIGLIO DI STATO

Il Presidente:


Manuele Bertoli

Il Cancelliere:


Arnoldo Coduri

Allegato:

- presa di posizione della Conferenza dei governi dei cantoni alpini del 28 agosto 2017

Copia p. c.:

- Dipartimento delle finanze e dell'economia (dfc-dir@ti.ch)
- Dipartimento del territorio (dt-dir@ti.ch)
- Divisione delle risorse (dfc-dr@ti.ch)
- Divisione dell'ambiente (dt-da@ti.ch)
- Sezione protezione aria, acqua e suolo (dt-spaas@ti.ch)
- Ufficio dell'energia (dfc-energia@ti.ch)
- Deputazione ticinese alle Camere federali (can-relazioniesterne@ti.ch)
- Pubblicazione in internet



DIE GEBIRGSKANTONE

Regierungskonferenz der Gebirgskantone
Conférence gouvernementale des cantons alpins
Conferenza dei governi dei cantoni alpini
Conferenza da las regenzas dals chantuns alpins

On. Presidente della Confederazione
Doris Leuthard
Direttrice DATEC
Kochergasse 6
3003 Berna

Coira, 28 agosto 2017

Avamprogetto concernente la revisione parziale della legge sulle forze idriche

Presa di posizione

Onorevole Presidente della Confederazione,
Gentili Signore e Signori,

mediante comunicazione del 22 giugno 2017 ci avete concesso la possibilità di esprimerci in merito all'avamprogetto concernente la revisione parziale della legge sulle forze idriche (in particolare il nuovo canone massimo per i diritti d'acqua previsto dal 1° gennaio 2020). Dopo aver preso visione della documentazione, la Conferenza dei governi dei Cantoni alpini (CGCA) – costituita dai Cantoni Uri, Obvaldo, Nidvaldo, Glarona, Grigioni, Ticino e Vallese – desidera prendere posizione come segue:

I. SINTESI

La CGCA ritiene che *per principio* sia necessario e opportuno un coordinamento temporale e sostanziale tra la definizione del nuovo canone massimo per i diritti d'acqua e il nuovo modello di mercato elettrico più conforme al mercato (art. 30 cpv. 5 LEnE). In tale ottica è favorevole a una regolamentazione transitoria, la cui durata, tuttavia, non dev'essere vincolata a una data concreta, bensì all'*introduzione del nuovo modello di mercato*. Solo in questo modo, infatti, viene garantita una solida coordinazione tra il modello di canone per i diritti d'acqua e il modello di mercato elettrico.

La CGCA, invece, respinge fermamente la variante principale presentata dal Consiglio federale, poiché non apporta un contributo relazionato ai problemi per correggere le distorsioni nel mercato svizzero dell'elettricità, si basa in ampia misura su un'analisi errata delle cause ed evidenzia un atteggiamento fortemente contraddittorio da parte del Consiglio federale. La variante principale proposta, inoltre, sfocerebbe in una sovvenzione ad annaffiatoio ingiustificata. Essa comporterebbe anche, con effetto dal 1° gennaio 2020, una compensazione indiretta del premio di mercato, avallato dalla popolazione con la nuova legge sull'energia che entrerà in vigore il 1° gennaio 2018, da parte dei Cantoni produttori di energia idroelettrica. Il fatto che nella proposta oggetto di consultazione la Confederazione esiga da tutti gli altri (proprietari, consumatori, Cantoni produttori di energia idroelettrica) un atteggiamento di condiscendenza che tuttavia essa stessa si rifiuta fermamente di adottare, nonostante abbia dichiarato la forza idrica il pilastro centrale

Presidente: Consigliere di Stato Dr. Christian Vitta
Segretario generale: lic. iur. Fadri Ramming

Hinterm Bach 6, Casella postale 539, 7001 Coira
Tel. 081 250 45 61, fax 081 252 98 58
kontakt@gebirgskantone.ch
www.cantonalpini.ch



della SE 2050, è alquanto sorprendente. La variante principale proposta getta in definitiva un'“ancora” psicologica per poi ridurre nuovamente il canone massimo in una fase successiva. Questo modo di procedere non è né oggettivamente né politicamente giustificato e viene chiaramente respinto dai Cantoni alpini, che non sono assolutamente disposti a *“interpretare la soluzione transitoria come adeguamento preparatorio in vista di una soluzione a lungo termine”*, come illustrato nel rapporto esplicativo (RE, n. 1.3).

Le argomentazioni sopra esposte sono fondamentalmente contrarie anche a eventuali riduzioni puntuali del canone per i diritti d'acqua (**variante alternativa**). Nell'ottica della politica di partenariato perseguita con le aziende elettriche, i Cantoni alpini sono tuttavia disposti a esaminare eventuali misure di sostegno, qualora i gestori di centrali o i relativi proprietari dovessero dimostrare di avere gravi difficoltà a vendere la corrente elettrica prodotta in determinate centrali idroelettriche specifiche. In tale eventualità, deve però valere tassativamente il seguente principio: **“chi vuole richiedere un sostegno ulteriore al premio di mercato, deve garantire la massima trasparenza!”** Le agevolazioni concesse, inoltre, devono essere **rimborsate** all'ente pubblico beneficiario del canone nel momento in cui tali società dovessero tornare in utile (dilazione). In tale ottica i Cantoni alpini non sono contrari in assoluto a una regolamentazione transitoria che preveda riduzioni del canone per i diritti d'acqua, purché queste ultime siano puntuali (specifiche) e vincolate a **premesse chiare**.

È insolito, infine, il fatto che venga messo in discussione un tema che dichiaratamente non è parte integrante del progetto. Per i Cantoni alpini è chiaro che con la presentazione consultiva del **modello flessibile** e delle cifre “indicative” citate in tale contesto s'intende pregiudicare la discussione ancora da svolgersi sul nuovo modello relativo al canone massimo per i diritti d'acqua. Si potevano altresì mettere già oggi in consultazione diversi modelli per definire il nuovo assetto del mercato elettrico. Non è possibile tuttavia valutare seriamente un modello futuro di canone massimo senza conoscere quello di mercato. Non c'è coordinamento nel modo di procedere scelto dal Consiglio federale. La CGCA potrà aderire a una discussione concreta sul modello soltanto nel momento in cui sarà noto l'assetto del nuovo mercato elettrico (art. 30 cpv. 5 nLEne). Al momento, quindi, i Cantoni alpini si astengono, per riflessioni di fondo, dall'esprimere un parere più dettagliato in merito al modello flessibile presentato. I Cantoni alpini, tuttavia, definiscono sin d'ora con assoluta chiarezza i **punti cardine fondamentali** su cui dovrà basarsi come minimo un eventuale modello futuro: una **completa trasparenza dei dati da parte delle aziende elettriche e delle autorità di vigilanza nei confronti dei cantoni** nonché la **rilevazione e rappresentazione dell'intero valore aggiunto conseguibile con la forza idrica**. Eventuali proposte di integrazione del canone attraverso la riscossione di un supplemento di rete, come sollevato in parte da terzi, vengono respinte dai medesimi in quanto anticostituzionali ed estranee al sistema. Nel complesso, il futuro modello di canone massimo prescelto, qualunque esso sia, dovrà definire gli incentivi in modo tale che i Comuni e i Cantoni siano disposti anche in futuro a rilasciare concessioni.

Segue la motivazione dettagliata delle nostre posizioni (cfr. pagine seguenti):



II. INFORMAZIONI GENERALI

A. Che cos'è il canone per i diritti d'acqua?

- 1 Il canone per i diritti d'acqua è il *prezzo per l'utilizzazione della forza idrica* accordata *in esclusiva* al concessionario per un periodo in genere di 80 anni. L'obbligo di corrispondere il canone per i diritti d'acqua matura con l'ottenimento della concessione da parte del concessionario. Tale compenso in cambio del riconoscimento di un beneficio speciale va inteso, dal punto di vista giuridico, come un tributo causale. Simili corrispettivi per l'utilizzazione di una risorsa di dominio pubblico sono previsti, ad esempio, per le cave di pietra, l'estrazione di inerti e altre forme di utilizzazione delle acque pubbliche (produzione di calore, scopi di raffreddamento, irrigazioni ecc.).
- 2 Contrariamente a una falsa opinione diffusa, il canone per i diritti d'acqua non è dunque né una sovvenzione né una tassa, bensì rappresenta il prezzo di una risorsa (giuridicamente: un tributo causale). I Cantoni alpini respingono pertanto ogni proposta volta a trasformare detto canone in una sovvenzione o tassa, cosa che ad esempio accadrebbe se il medesimo – come in parte già circolato – dovesse essere finanziato attraverso un supplemento di rete (analogamente alla “rimunerazione a copertura dei costi per l'immissione in rete di energia elettrica”). Sul piano giuridico, il supplemento di rete costituisce una tassa compensativa a destinazione d'uso speciale. Qualora il canone per i diritti d'acqua dovesse essere finanziato con il supplemento di rete, quest'ultimo (e quindi anche il canone stesso) si trasformerebbe in una tassa di scopo. A tale proposito, tuttavia, mancano ancora le basi nella Costituzione federale. Tali proposte risultano pertanto essere non solo estranee alla fattispecie, ma soprattutto anche incostituzionali.

B. Da dove deriva il canone massimo per i diritti d'acqua?

- 3 Alla fine del XIX secolo si riuscì per la prima volta a trasportare la corrente elettrica su lunghe distanze. L'interesse per lo sfruttamento dell'energia idroelettrica è in seguito incrementato in modo esponenziale. L'industria fiorente dell'Altopiano e il settore delle costruzioni ferroviarie volevano poter beneficiare di energia elettrica a basso costo. Si creò così una situazione di tensione tra la produzione di elettricità a prezzi il più possibile ridotti, da un lato, e gli introiti dell'ente pubblico derivanti dalla sovranità sulle acque. Per timore che lo sfruttamento della forza idrica potesse essere fortemente pregiudicato da canoni per i diritti d'acqua e altri contributi troppo onerosi, il Parlamento decise di introdurre un tetto massimo per detto canone. Il canone massimo per i diritti d'acqua è pertanto un tetto *regolamentato a livello statale* al fine di incentivare l'industrializzazione e l'elettrificazione del Paese. Il primo canone massimo federale fu fissato nel 1916 sulla base dell'importo del canone per i diritti d'acqua comunemente applicato sino ad allora nei Cantoni. Accettando tale restrizione, l'area alpina ha contribuito in misura determinante allo sviluppo del settore secondario e dei poli industriali della Svizzera. In compenso, i Comuni e i Cantoni alpini sono riusciti a generare introiti che hanno consentito loro di realizzare collegamenti e accelerare lo sviluppo economico. Il canone massimo per i diritti d'acqua nasce quindi da un bilanciamento degli interessi tra i proprietari della risorsa naturale, la forza idrica, e l'economia svizzera.

C. Il valore dell'acqua è fortemente cambiato

- 4 Nel corso dell'ultimo secolo il valore dell'acqua e della forza idrica è fortemente cambiato sotto diversi punti di vista. La qualità economica delle varie tipologie di energia elettrica prodotte con la forza idrica si è notevolmente affinata. Basti citare, ad esempio, l'importanza della preziosa energia di punta e dei costosi prodotti a base di corrente ecologica. Oggi, inoltre, lo sfruttamento del paesaggio e i



cambiamenti ambientali sono valutati con molta più sensibilità rispetto all'inizio del XX secolo. La tutela dei paesaggi e dei loro elementi, nonché la produzione di elettricità da fonti possibilmente rinnovabili sono diventati temi d'interesse pubblico che, nel frattempo, hanno trovato riscontro nella costituzione e nella legge. Peculiare a tale proposito è anche il fatto che sul canone per i diritti d'acqua la Confederazione trattiene un "centesimo per il paesaggio" da destinare agli enti pubblici che non possono usufruire della forza idrica a causa del loro paesaggio sotto tutela nazionale (art. 49 cpv. 1 e art. 22 LUF). La produzione di energia idroelettrica, inoltre, rappresenta da allora *la* spina dorsale a garanzia della sicurezza di approvvigionamento del nostro Paese. Con la SE 2050 approvata dalla popolazione il 21 maggio 2017 e il conseguente progressivo abbandono del nucleare, l'importanza della forza idrica è cresciuta ulteriormente. Oltre al mero rincaro, quindi, nell'ultimo secolo il valore dell'acqua è aumentato considerevolmente anche per altri importanti motivi. Il prezzo attuale, pari a CHF 110.--/kW_{lordo}, è dunque assolutamente giustificato.

D. Sensibile calo dei posti di lavoro

- 5 Le concessioni per l'utilizzazione della forza idrica sono state rilasciate dai Comuni e dai Cantoni alpini anche a fronte della promessa delle società elettriche di creare posti di lavoro. All'inizio era anche stato così. Con l'avvento della digitalizzazione e ulteriori interventi di razionalizzazione, tuttavia, molte competenze un tempo necessarie per il funzionamento delle centrali elettriche sono state eliminate e/o affidate esternamente. Oggi, infatti, gli impianti alpini vengono gestiti e controllati dalle sedi centrali di Zurigo, Baden, Olten o Berna. La loro manutenzione è per buona parte a cura di équipes o fornitori mobili o di partner esterni e non più dei dipendenti fissi presenti in loco. Lo stesso vale anche per la rete. Nel corso del tempo, quindi, l'importanza delle società elettriche quali datrici di lavoro nelle valli e, di conseguenza, un'importante contropartita per le concessioni rilasciate si sono fortemente ridimensionate.

E. L'energia idroelettrica quale generatore di ricavi

- 6 Insieme ai due Cantoni produttori di energia idroelettrica Argovia e Berna, la CGCA si è rivolta alla rinomata società di consulenza BHP - Hanser und Partner AG - di Zurigo per effettuare uno studio denominato "Erträge mit der Wasserkraft in den Jahren 2000 -2016" e al prof. Dr. Karl Frauendorfer dell'Università di San Gallo per uno studio dal nome "Erlöspotenzial der Schweizer Grosswasserkraft", allegati al presente parere (cf. allegati). Qui di seguito se ne riepilogano brevemente i risultati:

- **Realizzazione costante di utili:** nel periodo oggetto di studio, che abbraccia un arco temporale compreso tra il 2000 e il 2015, l'idroelettrico ha contribuito positivamente al settore elettrico nel suo complesso, a prescindere dai prezzi di mercato già ridotti anche nelle fasi precedenti e del regime dei canoni per i diritti d'acqua esistente. Gli utili variavano da uno a quattro centesimi al chilowattora per il mercato svizzero e gli scambi con l'estero, con tendenza al calo negli ultimi anni. Questi valori non tengono conto dei supplementi per il valore superiore della forza idrica e delle prestazioni di servizio relative al sistema. Anche per i prossimi anni non si prevedono cambiamenti sostanziali alla situazione reddituale, a patto che il mercato non venga totalmente liberalizzato. La maggior parte degli utili è imputabile al mercato svizzero, ossia sono stati realizzati in virtù del fatto che i consumatori vincolati a un gestore della rete di distribuzione ai sensi della LAEl hanno pagato prezzi dell'elettricità nettamente superiori ai costi di produzione delle centrali partner analizzate. Se il mercato elettrico svizzero continuerà a rimanere parzialmente liberalizzato, non c'è motivo di prevedere un sostanziale calo degli utili in questo ambito. Crescenti difficoltà, a fronte di prezzi di mercato persistentemente ridotti, sono attese soprattutto per le imprese d'approvvigionamento elettrico che, pur avendo una fetta consistente di produzione propria, non dispongono di un adeguato numero di clienti sul mercato vincolato.



Sebbene esse rappresentino la netta minoranza delle imprese, si tratta tuttavia di società molto grandi.

- **Benefici soprattutto per gli azionisti:** se si analizza la destinazione degli utili nel settore, si riscontra come dal 2003 – ad eccezione di due anni nettamente inferiori ai dividendi distribuiti – i corrispettivi relativi ai canoni per i diritti d'acqua siano fluiti nelle casse dell'amministrazione pubblica. Nella maggior parte degli esercizi esaminati, i Cantoni proprietari hanno pertanto realizzato ricavi decisamente superiori rispetto ai Cantoni produttori di energia idroelettrica.
- **Costi di produzione costanti:** nel corso degli ultimi 15 anni i costi di produzione (ct./kWh) sono rimasti pressoché costanti. Sebbene i canoni per i diritti d'acqua siano aumentati, le imprese produttrici hanno beneficiato di un calo dei tassi d'interesse del mercato finanziario, per cui sono riuscite a più che compensare l'aumento dei canoni. È interessante notare come il capitale vincolato non sia diminuito in misura sostanziale, il che significa che negli ultimi anni molte centrali sono state oggetto di reinvestimenti. Alla luce del ciclo di investimenti e in vista delle riverzioni (la maggioranza di esse nei prossimi 15-30 anni), si prevede che il capitale vincolato nel parco di centrali idroelettriche tenderà a diminuire nel corso dei prossimi decenni, per cui dovrebbe intervenire un ulteriore sgravio sul fronte degli interessi e degli ammortamenti.

F. Piena trasparenza dei dati come criterio fondamentale

- 7 Nel modello di canone per i diritti d'acqua attualmente in vigore, che prevede un prezzo massimo forfetario, i concessionari notificano ai Cantoni soltanto la produzione annua della centrale idroelettrica, sulla base della quale viene determinato il canone dovuto per l'anno di produzione. I concessionari, e i relativi proprietari alle loro spalle, non sono invece tenuti a divulgare alcun dato relativo ai costi di produzione e ai proventi realizzati con l'energia idroelettrica prodotta (valore aggiunto). Sia il passaggio dal modello di canone per i diritti d'acqua a un modello fondato sulla rendita delle risorse sia una riduzione puntuale del canone a titolo di misura di sostegno individuale comporterebbe necessariamente, come contropartita fondamentale, la divulgazione di tali dati. Il principio della rendita delle risorse, infatti, è realizzabile in modo equo soltanto a fronte di una piena trasparenza dei dati da parte delle aziende elettriche e, in modo sussidiario, dalle autorità di vigilanza. L'attuale asimmetria informativa tra il concessionario e i suoi proprietari, da un lato, e i Cantoni e i Comuni, dall'altro, dev'essere pertanto obbligatoriamente e interamente livellata in fase di attuazione di eventuali nuovi modelli.



III. REGOLAMENTAZIONE TRANSITORIA IN MATERIA DI CANONE MASSIMO PER I DIRITTI D'ACQUA (Art. 49 cpv. 1 e 1^{bis})

A. Coordinamento opportuno tra nuovo canone massimo e nuovo modello di mercato

8 Entro il 2019 il Consiglio federale è tenuto a sottoporre all'Assemblea federale il disegno di un nuovo modello di mercato elettrico "più conforme al mercato" reale (art. 30 cpv. 5 nLEne¹). L'Amministrazione federale sta pertanto elaborando i relativi fondamenti che saranno posti in consultazione con l'anno a venire. Il futuro modello di mercato costituirà la base con cui definire il nuovo modello di canone per i diritti d'acqua. Non sarebbe stato possibile formulare un parere serio su un nuovo modello di canone massimo senza conoscere il nuovo assetto di mercato. Di principio, riteniamo pertanto necessario e opportuno procedere, come proposto, a un coordinamento temporale e sostanziale con il nuovo modello di mercato.

B. La regolamentazione transitoria prevista viene tuttavia fermamente respinta

9 La proposta di regolamentazione transitoria presentata in concreto nella documentazione posta in consultazione **viene tuttavia fermamente respinta dai Cantoni alpini**, non essendo né oggettivamente né politicamente giustificato – alla luce delle motivazioni seguenti – ridurre l'attuale canone massimo per i diritti d'acqua:

1. L'analisi errata delle cause comporta una proposta errata come variante principale

10 Nel rapporto esplicativo (RE) concernente la revisione parziale della legge sulle forze idriche (LUF) si illustrano i processi che influiscono sul mercato nazionale e internazionale dell'energia e sull'andamento dei prezzi e che hanno determinato la completa distorsione del mercato elettrico. Si tratta perlopiù di decisioni politiche, o meglio, della mancanza di decisioni politiche. Di conseguenza è assolutamente sbagliato affermare che il canone per i diritti d'acqua vada a minare la competitività e la sostanza dell'energia idroelettrica. Il canone per i diritti d'acqua non viene annoverato tra le cause di tali dinamiche ed è sbagliato voler partire da esso per far fronte alle cause e far pagare ai Cantoni produttori di energia idroelettrica il prezzo per la compensazione delle distorsioni del mercato.

11 Il compito centrale del Consiglio e del Parlamento federali è pertanto far sì che, in futuro, il mercato elettrico completamente distorto acquisisca un assetto tale per cui l'idroelettrico possa tornare a competere con armi pari. A tale proposito occorre una veridicità dei costi per tutte le modalità di produzione di energia elettrica e, di conseguenza, un'internalizzazione dei costi esterni mai incorporati sinora. Sul piano meramente politico, si tratta di un'impresa complessa che richiederà sicuramente del tempo, considerato che svariati Paesi dell'UE tutelano le proprie forme di produzione con misure protezionistiche più o meno occulte. È inconcepibile pertanto che la Svizzera non protegga anch'essa la propria forza idrica pulita e rinnovabile finché sul mercato europeo non si compete effettivamente ad armi pari.

¹ L'art. 30 cpv. 5 della nuova LEne recita:

"5 Entro il 2019 il Consiglio federale sottopone all'Assemblea federale un disegno di atto normativo volto a introdurre un modello conforme al mercato al più tardi al termine delle misure di sostegno per il sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità". Il sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità rimarrà in essere fino al 31 dicembre del quinto anno successivo all'entrata in vigore della nuova legge sull'energia, ossia presumibilmente fino al 31 dicembre 2022.

2. Tentativo di pregiudizio inaccettabile

- 12 Come citato in precedenza, per il mercato elettrico nazionale l'articolo 30 capoverso 5 nLEne prevede in capo al Consiglio federale l'obbligo di definire un "modello conforme al mercato". Ragionando all'opposto, dunque, si deduce che anche il legislatore è del parere che il sistema attuale di mercato sia *inadeguato*. Nella migliore delle ipotesi, quindi, un nuovo modello di canone massimo per i diritti d'acqua può – a seconda della sua struttura concreta – essere giustificato con un maggiore avvicinamento al mercato, a condizione e nella misura in cui il nuovo assetto del mercato elettrico comporti un incremento di mercato, ma ciò non è il caso della regolamentazione transitoria proposta. L'affermazione del Consiglio federale, secondo cui la regolamentazione transitoria *"deve essere interpretata come adeguamento preparatorio in vista di una soluzione a lungo termine che in futuro sarà garantita dalla flessibilizzazione del canone annuo"* (n. 1.3 del RE), è pertanto errata e, sulla base di una corretta interpretazione dell'analisi delle cause, non adeguata al fine. Alla luce delle informazioni attualmente disponibili, questa conclusione non è quindi ammissibile.
- 13 Con esattamente la medesima motivazione il Consiglio federale avrebbe potuto porre in consultazione anche alcune proposte "indicative" circa il futuro assetto del mercato, tanto più che numerose iniziative in tal senso sono già state vagliate e discusse all'interno e all'esterno dell'Amministrazione federale. Ciò, tuttavia, è stato saggiamente evitato – a differenza del modello di canone per i diritti d'acqua.
- 14 Prima di poter quindi decidere in merito a un'eventuale modifica dell'attuale canone massimo per i diritti d'acqua, occorrono una base di dati pienamente trasparente e il nuovo modello di mercato elettrico. Soltanto allora si potrà giudicare la necessità, ed eventualmente l'entità opportuna, degli adeguamenti da apportare al modello di canone.
- 15 La proposta di regolamentazione transitoria presentata nella documentazione posta in consultazione dà l'impressione che il Consiglio federale, indipendentemente dagli effetti di modellazione del mercato e dei prezzi del futuro modello di mercato, sia già oggi fermamente convinto che il futuro canone massimo per i diritti d'acqua debba comunque essere considerevolmente diminuito. Utilizzare un'opinione preconcepita, oggettivamente non addebitabile, come base per la regolamentazione transitoria proposta denota tuttavia un atteggiamento decisamente poco obiettivo e, per i Cantoni alpini, non è obiettivo.

3. Argomentazioni incoerenti da parte del Consiglio federale

- 16 Nella sessione di giugno 2017 il Consiglio federale si è opposto con veemenza alle proposte di un rapido rafforzamento dell'idroelettrico, sostenendo che si trattasse di una **misura di politica economica inammissibile**. Sgravare determinate imprese a discapito di economie domestiche e PMI non è di sua competenza, disse. A tale proposito la Presidente della Confederazione Leuthard, in qualità di direttrice del dipartimento competente, si è espressa testualmente come segue:

"Non siamo qui per salvare imprese. Non siamo qui in primo luogo per rimediare alle decisioni sbagliate dei management a spese del contribuente. Non siamo qui per risolvere ora, a livello della Confederazione, il problema dei crediti da capogiro che gravano sui tanti bilanci. Questi sono compiti che competono in primo luogo alle aziende. Si sta anche lavorando in tal senso e si sono riorganizzate le imprese. È un'attività in corso. Secondo me, quindi, la mozione Wasserfallen non intende posticipare questo problema a un lontano futuro, ma dice – in linea con le intenzioni della commissione – che dobbiamo fare qualcosa in questo frangente, ma che dietro non può esserci soltanto una motivazione politico-economica a favore delle imprese. Deve esserci correttezza anche sul piano della politica energetica e nei confronti dei consumatori che si trovano a pagare questi prezzi."



Dev'essere una soluzione sostenibile" (Bollettino ufficiale, Consiglio nazionale, sessione estiva 2017, seconda seduta, 30.05.17, 08h00; oggetto 16.035).

- 17 Alla domanda del Consigliere nazionale Beat Jans circa la disponibilità del DATEC, al fine di garantire la trasparenza, a formulare una richiesta all'attenzione di tutte le centrali idroelettriche della Svizzera ed esigere la pubblicazione delle cifre, la direttrice del dipartimento ha risposto a nome del Consiglio federale come segue:

"Non abbiamo le basi giuridiche per farlo. Non posso certo andare a dire a tutte le imprese che adesso mi devono trasmettere i loro bilanci e la loro contabilità. Lo possono fare a titolo volontario. Lei ora parte semplicemente dal presupposto che tutte le centrali idroelettriche siano prossime al fallimento. Non lo posso confermare, ma non lo posso nemmeno negare. Quello che abbiamo ricevuto - lo aveva fatto all'epoca la sua sotto-commissione, il consigliere nazionale Grunder la coordinava - sono certi dati anonimizzati sui costi dell'idroelettrico. Sono stati anonimizzati - non possiamo verificare a posteriori se siano tutti corretti, perché la Confederazione, lo Stato, non ha il diritto di ispezionare le aziende private e di richiedere tutti i dettagli; non è possibile. I proprietari - ossia i Cantoni, i Comuni - potrebbero farlo, ma sinora non abbiamo dati a disposizione. Ecco perché il quadro è incompleto, su questo sono d'accordo con lei. Ma adesso non possiamo, solo perché sarebbe interessante, chiedere alle aziende i bilanci e i dettagli di ciò che genera costi e in quale misura, o di cosa è redditizio e cosa no. Ecco perché, secondo me, prima di prendere sotto braccio le imprese - di questo si era già anche discusso - bisognerebbe esigere che esse pubblicino le loro cifre. (...)" (Bollettino ufficiale, Consiglio nazionale, sessione estiva 2017, seconda seduta, 30.05.17, 08h00; oggetto 16.035).

- 18 Nel frattempo, mediante comunicazione del 27 giugno 2017, l'Ufficio federale dell'energia ha avviato un sondaggio tra tutte le centrali allo scopo di ottenere tali dati. Purtroppo, tuttavia, esso si limita esclusivamente all'aspetto dei costi ed esclude interamente la voce dei ricavi. Anche la Commissione federale dell'energia elettrica (ElCom), nel suo rapporto all'attenzione della CAPTE del Consiglio nazionale in cui esamina la situazione finanziaria delle imprese elettriche, è dell'idea che anche i ricavi debbano essere considerati nel quadro dell'analisi della redditività (cfr. articolo "Malt die Strombranche zu schwarz?", pubblicato sulla NZZ dell'08 luglio 2017).
- 19 Nonostante dunque il Consiglio federale abbia respinto, in seno al Consiglio nazionale, qualsivoglia misura di natura politico-economica, sebbene il medesimo neghi una responsabilità dello Stato nei confronti del salvataggio delle imprese e sebbene esso sostenga di non disporre di dati attendibili circa la situazione reddituale delle centrali idroelettriche, a tre settimane dal dibattito in seno al Consiglio nazionale propone come regolamentazione transitoria, nella documentazione posta in consultazione e qui oggetto di valutazione, una riduzione del canone massimo per i diritti d'acqua - con la motivazione che *"al di là dei premi di mercato, è necessaria una riduzione degli oneri dei gestori"* (n. 1.3 del RE). Questo modo di procedere è incoerente e i Cantoni alpini lo percepiscono come un affronto; in definitiva è stata ora introdotta dietro le quinte una misura di politica economica - con la differenza che ora questa si ripercuote negativamente in modo unilaterale solo sui comuni e cantoni di montagna, esonerando completamente la Confederazione, gli altri Cantoni e tutti i restanti stakeholder dall'assunzione condivisa degli oneri. Il motivo per cui, con la riduzione del canone proposta, le misure di politica economica risultino improvvisamente legittimate, dopo che solo tre settimane prima erano state respinte con veemenza, è del tutto inspiegabile oggettivamente e quindi anche incomprensibile.
- 20 La regolamentazione transitoria proposta dal Consiglio federale in materia di canone per i diritti d'acqua risulta pertanto in contraddizione con l'atteggiamento che esso stesso evidenziava solo tre settimane prima dell'apertura della consultazione in seno al Consiglio nazionale. I Cantoni alpini invi-



tano dunque caldamente il Consiglio federale ad assumere una posizione coerente e attendibile. La proposta di riduzione del canone per i diritti d'acqua, che deve anche esplicitamente fungere da *"adeguamento preparatorio in vista di una soluzione a lungo termine"* nonostante non esistano ancora neppure le basi per il futuro assetto del mercato, non è altro che una misura di politica economica a cui il Consiglio federale, nella sessione di giugno, si era fermamente opposto.

4. Sovvenzione ad annaffiatoio ingiustificata

- 21 Nel RE il Consiglio federale conferma che circa il 50 per cento della produzione idroelettrica è venduta nel servizio universale, dove vige notoriamente il cosiddetto principio dei costi di produzione, in base al quale *tutti i costi vengono coperti*. Per definizione, dunque, questa parte dell'idroelettrico non presenta alcun problema di redditività e, come tale, non necessita neppure di riduzioni del canone per i diritti d'acqua. Ne risulta che la variante principale proposta a titolo di regolamentazione transitoria non è altro che, almeno per il 50 per cento, una sovvenzione ad annaffiatoio inutile. Anche da questo punto di vista, essa non è motivata da alcuna necessità politica oggettiva. Le difficoltà di realizzazione citate nel rapporto esplicativo (n. 1.3 RE) a favore della variante principale e contro un'analisi differenziata delle diverse situazioni di mercato non possono in alcun modo giustificare seriamente una sovvenzione ad annaffiatoio.

5. Compensazione indiretta del premio di mercato da parte dei Cantoni produttori di energia idroelettrica

- 22 Il 21 maggio 2017 la popolazione ha approvato la nuova legge sull'energia (nLEne) quale primo pacchetto di misure finalizzate all'attuazione della Strategia energetica 2050 (SE 2050). La nLEne prevede un premio di mercato per i grandi impianti idroelettrici che dimostrino di essere alle prese con problemi di redditività (dimostrazione delle perdite). A sostegno di queste centrali si riscuoteranno dai consumatori 0,2 ct./kWh, per cui all'anno saranno disponibili all'incirca 120 milioni di CHF. Le medesime, inoltre, saranno dispensate dal metodo del prezzo medio, il che comporterà un ulteriore sgravio².
- 23 La riduzione del canone per i diritti d'acqua proposta dal Consiglio federale, tuttavia, comporterebbe in definitiva una compensazione parziale del tributo riscosso presso i consumatori di 0,2 ct./kWh. Di una simile misura non si è fatta parola a monte della votazione. Alle urne, la popolazione ha approvato la SE 2050 consapevole di questo ulteriore onere, esprimendo dunque la sua disponibilità a farsene carico. Con la proposta di riduzione del canone per i diritti d'acqua, così come formulata dal Consiglio federale si intende annullare dietro le quinte la suddetta decisione popolare a scapito dei Cantoni alpini, a un solo mese di distanza dalla votazione. Sul piano della politica nazionale, è un modo di procedere preoccupante e intollerabile.

6. Simmetria dei sacrifici - mancata partecipazione della Confederazione

- 24 Nella documentazione posta in consultazione, il fatto che la Confederazione non contribuisca in alcun modo alla soluzione dei problemi di redditività, nonostante la forza idrica rappresenti il pilastro centrale della SE 2050, è piuttosto sorprendente. In altre parole, la Confederazione esige da tutti gli altri (proprietari, consumatori, Cantoni produttori di energia idroelettrica) un atteggiamento di condiscendenza che per sé stessa, tuttavia, respinge fermamente. Questo è inaccettabile. Se parti delle società idroelettriche svizzere devono effettivamente lottare con problemi di redditività causati dalla politica, anche la Confederazione – nell'ottica di un'autentica *"simmetria dei sacrifici"* – deve neces-

² Scheda informativa dell'UFE del 21 marzo 2017, pag. 2, disponibile all'indirizzo:
https://www.uvek.admin.ch/dam/uvek/it/dokumente/energie/faktenblatt5-energiegesetz-wasserkraft.pdf.download.pdf/06_Faktenblatt_5_Wasserkraft.pdf.



sariamente contribuire alla soluzione del problema con mezzi propri. Se dunque la Confederazione intende rimanere ferma sulla propria idea di regolamentazione transitoria, i Cantoni alpini esigono che essa sottoponga delle proposte concrete ed efficaci su come prevede di partecipare con mezzi propri, ai sensi di una simmetria dei sacrifici, laddove sussiste un margine di manovra concordato (vale a dire nei singoli casi per eventuali aziende elettriche in difficoltà).

7. Durata della regolamentazione transitoria

- 25 La scadenza della regolamentazione transitoria proposta è fissata a fine 2022. Il Consiglio federale fa pertanto affidamento sul fatto che entro il 1° gennaio 2023 entrerà definitivamente in vigore il nuovo modello di mercato elettrico. *Potrebbe* essere così, ma non *necessariamente*. Elaborare un nuovo modello di mercato è un'operazione complessa, e l'esperienza insegna che le deliberazioni in tal senso sono controverse e richiedono parecchio tempo. Lo dimostrano i due esempi del processo legislativo relativo alla LAEl e quello della SE 2050. Si ricorda anche che, nella sessione di giugno, il Consiglio federale aveva annunciato di avere diversi approcci per il nuovo modello di mercato e di essere a un punto tale dei lavori per cui nell'autunno 2017 i risultati disponibili sarebbero stati approfonditi³. Da una circolare del 20 giugno 2017 dell'Ufficio federale dell'energia emerge già, tuttavia, che solo *nell'estate del 2018* sarà disponibile un progetto da porre in consultazione in merito a un nuovo assetto del mercato⁴. Di conseguenza, in sintesi, è pertanto opportuno non vincolare la durata della regolamentazione transitoria a una data concreta, bensì all'*introduzione* del nuovo modello di mercato. Solo in questo modo viene garantito un coordinamento effettivo.

C. Riepilogo

- 26 Alla luce delle precedenti riflessioni, **chiediamo** di prorogare l'attuale regolamentazione del canone per i diritti d'acqua fino all'introduzione del modello conforme al mercato di cui all'art. 30 cpv. 5 nLE-ne:

RICHIESTA:

Modifica dell'art. 49 cpv. 1, primo periodo:

¹ Il canone annuo non può superare i 110 franchi per chilowatt lordo *sino all'introduzione del modello conforme al mercato di cui all'articolo 30 capoverso 5 della Legge sull'energia del 30 settembre 2016 (LEne)*. (...)

Modifica dell'art. 49 cpv. 1^{bis}:

Abrogato.

³ Citazione Presidente della Confederazione Leuthard: "Secondo me, quindi, la mozione Wasserfallen non intende posticipare questo problema a un lontano futuro, ma dice – in linea con le intenzioni della commissione – che dobbiamo fare qualcosa in questo frangente, ma che dietro non può esserci soltanto una motivazione politico-economica a favore delle imprese. Deve esserci correttezza anche sul piano della politica energetica e nei confronti dei consumatori che si trovano a pagare questi prezzi. Dev'essere una soluzione sostenibile. Non l'abbiamo ancora. Abbiamo diversi approcci. Alla Commissione abbiamo detto e comunicato che *in autunno saremo a un punto tale dei lavori per cui avremo approfondito i risultati*" (Bollettino ufficiale, Consiglio nazionale, sessione estiva 2017, seconda seduta, 30.05.17, 08h00; oggetto 16.035).

⁴ Comunicazione del 27 giugno 2017 dell'Ufficio federale dell'energia agli stakeholder della revisione della legge sull'approvvigionamento elettrico.



IV. VARIANTE DI REGOLAMENTAZIONE TRANSITORIA ALTERNATIVA (Art. 49 cpv. 1 e 1^{bis})

A. Introduzione

- 27 Il rapporto esplicativo concernente la revisione parziale - ma non anche il testo concreto della legge presentato - contiene una proposta alternativa per la regolamentazione transitoria. Essa prevede una riduzione del canone per i diritti d'acqua soltanto per le centrali chiaramente deficitarie, per le quali come criterio di selezione si potrebbe applicare il diritto dei grandi impianti idroelettrici al premio di mercato, conformemente all'articolo 30 nLEne.

B. Posizione di principio

- 28 Le riflessioni esposte al precedente capitolo III. circa l'analisi errata delle cause (n. III./B./1.), il tentativo di pregiudizio inaccettabile (n. III./B./2.), le argomentazioni incoerenti da parte del Consiglio federale (n. III./B./3.), la mancata partecipazione della Confederazione (n. III./B./5.) e sulla durata di validità non correttamente disciplinata della regolamentazione transitoria (n. III./B./7.) valgono allo stesso modo anche per la variante alternativa, motivo per cui si rimanda espressamente a quanto sopra. Alla luce di ciò, in linea di principio non sussiste alcuna necessità politica oggettiva neppure per una riduzione puntuale del canone per i diritti d'acqua. Anche la ElCom, nella sua analisi del 26 giugno 2017 all'attenzione della CAPTE del Consiglio nazionale, conclude che eventuali deficit di copertura possono e devono essere a carico delle società.

C. Variante alternativa solo a fronte di condizioni chiare

- 29 Nell'ottica della politica di partenariato perseguita con le società elettriche dai Cantoni alpini, questi ultimi erano e sono disposti a esaminare eventuali misure di sostegno qualora una società dimostri di essere in difficoltà. I Cantoni alpini non sono pertanto contrari in assoluto a una regolamentazione transitoria con riduzioni del canone per i diritti d'acqua puntuali (specifiche). In tal caso, deve però valere il seguente principio obbligatorio: **“chi vuole richiedere un sostegno ulteriore al premio di mercato, deve garantire la massima trasparenza dei dati!”** Alla luce di ciò, i Cantoni alpini concretizzano la proposta alternativa del Consiglio federale con le seguenti **condizioni vincolanti e cumulative (presupposto del diritto)**:
- 1) La verifica circa l'opportunità di una riduzione puntuale del canone per i diritti d'acqua viene effettuata soltanto qualora venga corrisposto un premio di mercato;
 - 2) Il calcolo della riduzione puntuale del canone per i diritti d'acqua si effettua soltanto previa computazione integrale del premio di mercato corrisposto;
 - 3) La riduzione puntuale del canone per i diritti d'acqua viene concessa sull'energia idroelettrica venduta in modo comprovato sul mercato (non su quella venduta nell'ambito del servizio universale);
 - 4) Oltre ai criteri applicati per il riconoscimento del premio di mercato, i richiedenti sono tenuti a garantire la piena trasparenza di costi e ricavi;
 - 5) A livello di costi non si accettano eventuali rimunerazioni del capitale proprio;
 - 6) I proprietari della centrale devono dichiarare la propria rinuncia ai dividendi;
 - 7) I proprietari della centrale devono opportunamente partecipare alla soluzione del problema;
 - 8) La riduzione puntuale del canone per i diritti d'acqua viene concessa purché necessaria a coprire i costi di produzione della singola centrale, tuttavia, non può superare i CHF 10.00/kW_{lordo} (riduzione di CHF 110/kW_{lordo} a CHF 100/kW_{lordo});



- 9) La riduzione puntuale del canone per i diritti d'acqua va intesa come dilazione, ossia la rispettiva società di gestione della centrale è tenuta a rimborsarla nel momento in cui torni a essere in utile;
- 10) La Confederazione è tenuta, dal canto suo, a contribuire con mezzi propri al sostegno della centrale considerata.

D. Richiesta di concretizzazione della variante alternativa

- 30 Alla luce delle precedenti riflessioni, i Cantoni alpini formulano la seguente richiesta di concretizzazione della proposta alternativa presentata dal Consiglio federale. Le sovvenzioni della Confederazione vanno regolate da quest'ultimo anche a livello legislativo. Si dovrà inoltre verificare se le singole disposizioni potranno essere eventualmente disciplinate anche a livello di ordinanza.

RICHIESTA:

Modifica dell'art. 49 cpv. 1, primo periodo:

¹ Il canone annuo non può superare i 110 franchi per chilowatt lordo *sino all'introduzione del modello conforme al mercato di cui all'articolo 30 capoverso 5 della Legge sull'energia del 30 settembre 2016 (LEne)*. (....)

Modifica dell'art. 49 cpv. 1^{bis}, 1^{ter} e 1^{quater} (nuovo):

^{1bis} *Fino all'introduzione del modello conforme al mercato di cui all'articolo 30 capoverso 5 della Legge sull'energia del 30 settembre 2016 (LEne), il canone per i diritti d'acqua viene ridotto ogni anno di 10 franchi per chilowatt lordo, al massimo tuttavia fino a copertura dei costi di produzione, purché i gestori di grandi impianti idroelettrici, o i relativi proprietari, dimostrino, ai sensi dell'art. 30 capoversi 1 e 2 LEne, l'impossibilità di coprire i costi di produzione dell'elettricità generata dai suddetti impianti nonostante la computazione del prezzo di mercato di cui all'art. 26 LEne e previa deduzione di un'eventuale remunerazione del capitale proprio, della rinuncia ai dividendi, della preventiva adozione di opportune misure di sostegno da parte della proprietà e nonostante eventuali sovvenzioni della Confederazione.*

^{1ter} *Qualora ai sensi dell'art. 30 capoversi 1 e 2 LEne i gestori o i relativi proprietari rivendano sul mercato l'elettricità prodotta dagli impianti a un prezzo superiore ai costi di produzione, la riduzione concessa in conformità al paragrafo 1^{bis} dev'essere rimborsata alla Confederazione e ai Cantoni. Questi ultimi, come da loro diritto, distribuiranno proporzionalmente i rimborsi agli enti pubblici beneficiari del canone.*

^{1quater} *Spetta al Consiglio federale disciplinare i dettagli, in particolare:*

- a. *i requisiti relativi alla distinta completa dei costi di produzione dell'elettricità generata dagli impianti in questione e dei relativi ricavi conseguiti;*
- b. *i criteri a cui il richiedente deve ottemperare per la rinuncia ai dividendi;*
- c. *i criteri per l'adozione di misure di sostegno opportune da parte dei proprietari della società;*
- d. *la definizione delle condizioni di dilazione;*
- e. *le sovvenzioni della Confederazione.*



IV. RIDUZIONE DEL CANONE PER I DIRITTI D'ACQUA IN CASO DI CONCESSIONE DI CONTRIBUTI D'INVESTIMENTO (Art. 50a)

- 31 Questa parte della proposta di revisione parziale della LUF1 rimanda alla mozione della CAPTE-S del 26 agosto 2014 (14.3668). L'ipotesi di esenzione completa dal canone per i diritti d'acqua in caso di concessione di contributi d'investimento ai sensi della LEne si fonda sull'idea che gli enti pubblici concedenti non incassino alcun canone qualora la centrale possa essere realizzata soltanto grazie ai sussidi all'investimento finanziati con il rispettivo supplemento di rete. I Cantoni alpini non respingono per principio questa proposta. L'ipotesi di completa rinuncia al canone per i diritti d'acqua fino al termine previsto per la costruzione e per i 10 anni successivi alla messa in esercizio dell'impianto ha tuttavia il grave difetto intrinseco di una rigidità non necessaria, sia relativamente all'entità della rinuncia che in termini di durata.
- 32 La regolamentazione proposta non solo è inopportuna, ma impedisce anche un pari trattamento delle centrali. Se da un lato le misure (nuova costruzione, ampliamento e rinnovo consistenti) determineranno diversi livelli di incremento della potenza, dall'altro sia gli investimenti a cura delle centrali sia l'ammontare dei sussidi corrisposti risulteranno estremamente differenti tra loro. Occorre creare una base giuridica che consenta **soluzioni personalizzate**. In sintesi, i **Cantoni alpini sottopongono** pertanto la seguente **controproposta**:

RICHIESTA:

Modifica dell'art. 50a:

¹ Alle centrali idroelettriche a cui viene corrisposto un contributo d'investimento ai sensi dell'art. 26 della Legge sull'energia del 30 settembre 2016 (LEne) si applicano le seguenti riduzioni:

- a. In caso di nuova costruzione (art. 24 cpv. 1 lett. b n. 1 LEne): **una riduzione del canone per i diritti d'acqua commisurata, in termini di entità e durata, all'investimento effettuato, al contributo d'investimento ricevuto e alla potenza lorda totale. Per quanto concerne le tempistiche, l'esenzione può protrarsi al massimo fino alla scadenza del termine concesso per la costruzione e per i 10 anni successivi alla messa in esercizio. Per quanto concerne la riduzione per il canone per i diritti d'acqua, questa può essere concessa in modo parziale o per intero.**
- b. In caso di ampliamento consistente di un impianto esistente (art. 24 cpv. 1 lett. b n. 2 LEne): **la riduzione del canone per i diritti d'acqua sarà orientata ai criteri di cui alla lettera a, fermo restando che esclusivamente la potenza lorda aggiuntiva costituisce un parametro determinante.**
- c. In caso di rinnovo consistente di un impianto esistente (art. 24 cpv. 1 lett. b n. 2 LEne): **la riduzione del canone per i diritti d'acqua si orienta ai criteri di cui alla lettera a, fermo restando che la potenza lorda aggiuntiva viene presa in considerazione solo se questa viene effettivamente realizzata.**

² Le riduzioni valgono per analogia anche per le imposte speciali di cui all'articolo 49 capoverso 2.



V. CENTRALI DI CONFINE - CONSENSO A LIVELLO INTERNAZIONALE (Art. 7 e art. 49 cpv. 1, ultimo periodo)

- 33 Da quanto si legge nel RE, questa proposta non comporta alcuna modifica materiale al diritto vigente (n. 1.2 in fondo). In realtà, all'adeguamento suggerito manca dunque il presupposto fondamentale per una revisione di legge. Non è neppure chiaro dove risieda il vantaggio dell'emendamento proposto. I Cantoni alpini non respingono per principio l'ipotesi presentata, **ma esigono che il messaggio contenga affermazioni più chiare circa il vantaggio comprovato della proposta di revisione. Allo stesso tempo chiedono che la Confederazione si assuma la responsabilità della propria dichiarazione secondo cui la presente revisione parziale non comporterà alcuna modifica materiale al diritto vigente, nello specifico rispetto ai Cantoni interessati. Anche da questo punto di vista, si auspica che il messaggio del Consiglio federale contenga un'esplicita garanzia.**

VI. CALCOLO DELLA POTENZA LORDA (Art. 51 titolo marginale e cpv. 1)

- 34 Poiché questa parte della proposta di revisione contiene soltanto una precisazione linguistica, **non abbiamo osservazioni in merito.**

VII. FLESSIBILIZZAZIONE DEL CANONE MASSIMO PER I DIRITTI D'ACQUA (sondaggio consultivo)

A. Procedura non coordinata

- 35 Come accennato al n. II./A., non è possibile formulare un parere serio su un nuovo modello di canone massimo per i diritti d'acqua senza conoscere il nuovo modello di mercato elettrico. Analogamente riteniamo che sia altresì inadeguato presentare nel rapporto esplicativo (RE) un modello concreto di flessibilizzazione del canone massimo quando questo non rientra esplicitamente nel perimetro del progetto.
- 36 Con esattamente le medesime motivazioni avrebbero potuto essere presentate e poste in consultazione anche delle proposte per il futuro modello di mercato, tanto più che numerose iniziative in tal senso sono già state discusse internamente ed esternamente all'Amministrazione. Il modus operandi è ancora più incomprensibile alla luce del fatto che, nella sessione di giugno, il Consiglio federale ha ripetutamente e insistentemente evidenziato la necessità di una *visione globale* al fine di trovare soluzioni coerenti.

B. Tentativo inaccettabile di creare un pregiudizio

- 37 Per i Cantoni alpini è dunque chiaro che con la presentazione del modello flessibile e delle cifre "indicative" citate in tale contesto s'intende pregiudicare la discussione ancora da svolgersi in merito al nuovo modello di canone massimo per i diritti d'acqua. Partendo da questa considerazione, la riduzione a CHF 80.--/kW_{lordo} proposta a titolo di regolamentazione transitoria ha il solo scopo di gettare,

un'“ancora” psicologica per poi procedere a una seconda tornata di pari entità e diminuire il canone massimo da una base di partenza già ridotta a una quota definitiva di CHF 50.--/kW_{lordo} (parte fissa).

- 38 Nelle nostre precedenti riflessioni sulla variante principale, abbiamo approfonditamente spiegato che la riduzione del canone massimo a CHF 80.--/kW_{lordo} proposta a titolo di regolamentazione transitoria è, da molti punti di vista, già di per sé oggettivamente ingiustificata e che al massimo si potrebbero considerare eventuali riduzioni *specifiche*, vincolate a *presupposti del diritto*. Di conseguenza, i Cantoni alpini non sono neppure in alcun modo disposti a “interpretare la soluzione transitoria come adeguamento preparatorio in vista di una soluzione a lungo termine”, come illustrato nel rapporto esplicativo (RE, n. 1.3).
- 39 Alla luce delle precedenti riflessioni, considerato che il modello proposto a titolo esemplificativo non costituisce oggetto dell'odierno progetto e che un futuro modello di canone massimo per i diritti d'acqua non può essere valutato seriamente senza conoscere il futuro assetto del mercato, i **Cantoni alpini si astengono al momento dall'esprimere un parere più dettagliato in merito al modello flessibile di canone massimo presentato**. La CGCA potrà prendere posizione soltanto nel momento in cui sarà noto il nuovo assetto del mercato elettrico. I Cantoni alpini, tuttavia, definiscono sin d'ora con assoluta chiarezza i **punti cardine di base** a cui un eventuale modello futuro dovrà tassativamente ottemperare:

PUNTI CARDINE OBBLIGATORI PER UN FUTURO MODELLO DI CANONE PER I DIRITTI D'ACQUA

- Il modello deve tenere conto dell'intero valore aggiunto che può essere conseguito di volta in volta con lo sfruttamento della forza idrica (ad es. inclusione dei proventi da prestazioni generali di servizio relative al sistema, certificati, contributi per riserve e prodotti destinati alla vendita, come, tra gli altri, il mercato intraday). Solo in questo modo, infatti, si garantisce realmente che i Cantoni produttori di energia idroelettrica partecipino in modo equo alla cosiddetta rendita delle risorse. In altre parole, non è assolutamente sufficiente vincolare la rendita delle risorse soltanto a un prezzo di borsa.
- La società di gestione della centrale e il relativo proprietario devono essere tenuti alla **piena trasparenza**, ossia devono trasmettere ai Cantoni, rispetto ai propri costi e ricavi, almeno i seguenti dati:
 - 1) pubblicazione su un sito internet ad accesso non riservato (homepage) delle quantità d'acqua effettivamente turbinate e del dettaglio delle ore di turbinazione al termine di ciascun anno;
 - 2) prova documentale dei costi di produzione al netto dei rendimenti del capitale proprio e dei dividendi. Eventuali costi generali dovranno essere dimostrati in maniera plausibile;
 - 3) pubblicazione delle modalità di utilizzo dell'elettricità prodotta dalla centrale e dei relativi mercati (mercato PSRS e altri mercati futuri), con rispettivi ricavi conseguiti;
 - 4) pubblicazione della quota di energia elettrica prodotta dall'impianto come corrente ecologica e dei proventi realizzati con la sua vendita;
 - 5) pubblicazione della quantità di energia elettrica prodotta dal rispettivo impianto e venduta sul mercato vincolato ovvero della quota imputabile alla centrale;
 - 6) pubblicazione degli utili commerciali realizzati e della quota riconducibile all'utilizzo o all'esistenza della centrale.
- Questi dati saranno trattati dai Cantoni in modo **confidenziale ai sensi del diritto fiscale**.



DIE GEBIRGSKANTONE

Reg. organschaft der Gebirgskantone
Conférence gouvèrnementale des cantons alpins
Conférenza da governa dei cantons alpini
Conférenza da las regenzas dals chantons alps

- La trasparenza dei dati deve essere garantita – a fini di plausibilità o per altri motivi di esecuzione – in modo supplementare, o perlomeno **in modo sussidiario, con il coinvolgimento di autorità di vigilanza federali come la ElCom.**
- Il modello non deve prevedere **alcuna forma di finanziamento del canone per i diritti d'acqua tramite un supplemento di rete.**
- Il modello dev'essere definito in maniera tale che i Comuni e i Cantoni **siano disposti anche in futuro a rilasciare concessioni.**

La ringraziamo nuovamente per averci concesso la possibilità di esprimere il nostro parere e chiediamo al Consiglio federale di tenere debitamente conto delle nostre argomentazioni in sede di revisione del progetto.

Distinti saluti

CONFERENZA DEI GOVERNI DEI CANTONI ALPINI

Il presidente:

Dr. Christian Vitta

Il segretario generale:

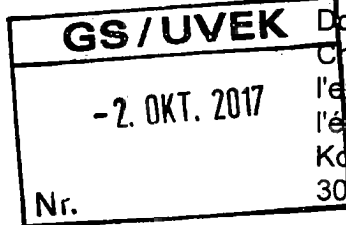
Fadri Ramming

Allegati:

- "Erträge mit der Wasserkraft in den Jahren 2000 -2016" - rapporto 28.08.2017; redatto a cura di BHP - Hanser und Partner AG, Zurigo per conto dei Cantoni alpini e dei Cantoni Argovia e Berna
- "Das Erlöspotenzial der Schweizer Grosswasserkraft" - studio 28.08.2017; redatto su mandato della CGCA dal prof. Dr. Karl Frauendorfer, Institute für Operations Research und Computational Finance, Università di San Gallo

Copia a:

- revision-wrg@bfe.admin.ch



Madame la Conseillère fédérale
Doris Leuthard
Cheffe du Département fédéral de
l'environnement, des transports, de
l'énergie et de la communication - DETEC
Kochergasse 6
3003 Berne

Réf. : MFP/15022614

Lausanne, le 27 septembre 2017

Réponse du Canton de Vaud à la consultation fédérale sur le projet de révision de la Loi fédérale sur l'utilisation des forces hydrauliques

Madame la Présidente,

Le Conseil d'Etat du Canton de Vaud a examiné avec attention le projet de modification de la Loi sur les forces hydrauliques (redevance hydraulique) mis en consultation. Il vous remercie de lui avoir donné la possibilité de vous faire part de son avis, qu'il vous communique par la présente.

De manière générale, le Conseil d'Etat partage l'avis global exprimé par la Conférence des directeurs de l'énergie (EnDK).

Nous privilégions et soutenons plus particulièrement la variante visant à abaisser temporairement le taux maximal de la redevance de CHF 110.- à CHF 80.- / kW_{th} durant la période transitoire comprise entre 2020 et 2022, ceci pour les seules concessions en situation difficile. Cette variante est celle qui soutient en priorité les entreprises qui en ont le plus besoin, tout en impactant les revenus des cantons dans une moindre mesure.

La durée réduite permet d'intervenir par un appui immédiat, tout en se donnant les moyens et le temps de définir le cadre d'après 2022, en tenant compte de l'évolution que suivra le marché de l'électricité. Nous partageons de même la proposition de l'EnDK demandant que la période transitoire soit étendue jusqu'à l'entrée en vigueur du nouveau modèle du marché de l'énergie et non plus jusqu'à une date fixée d'avance.

Si cette variante ne devait pas pouvoir être retenue, nous demeurons réservés sur une baisse généralisée de la redevance à un maximum de CHF 80.- / kW_{th}. Certes durant cette période économiquement difficile, la redevance peut constituer pour un certain nombre d'entreprises une part jugée lourde, voire excessive, du prix de revient d'une concession. Cependant, cette variante est celle qui grève le plus les finances des cantons ; la perte est en l'occurrence évaluée à CHF 2 mios par an pour notre canton entre 2020 et 2022.

Nous donnons par ailleurs notre accord de principe pour les nouvelles règles s'appliquant à la redevance et qui sont proposées pour après 2022. Nous relevons toutefois que l'ajustement des trois paramètres présentés sera un exercice particulièrement difficile, qui posera des défis techniques et politiques importants, pour lesquels il importe que les cantons y soient associés.

Enfin, nous nous opposons avec vigueur à l'introduction d'un nouvel article 50a. L'exemption pour 10 ans imposerait une période excessive, durant laquelle les cantons seraient privés d'une ressource significative et créerait des distorsions concurrentielles difficilement acceptables en concentrant un pouvoir que nous estimons trop important entre les mains de la Confédération, dans un domaine placé sous la responsabilité des cantons.

Pour le surplus, soit l'art. 7, le canton de Vaud n'étant pas traversé par des cours d'eau transfrontaliers d'importance, nous renonçons à nous exprimer.

En vous remerciant de prendre en considération notre avis, nous vous prions de croire, Madame la Présidente, à l'assurance de notre meilleure considération.

AU NOM DU CONSEIL D'ETAT

LA PRESIDENTE

Handwritten signature of Nuria Gorrite in black ink.

Nuria Gorrite

LE CHANCELIER

Handwritten signature of Vincent Grandjean in black ink.

Vincent Grandjean

Copies

- OAE
- DGE



Kanton Zürich
Regierungsrat

Eidgenössisches Departement für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation
Bundesamt für Energie
Sektion Wasserkraft
3003 Bern

27. September 2017 (RRB Nr. 899/2017)

Wasserrechtsgesetz, Änderung (Vernehmlassung)

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin

Wir danken Ihnen für die Einladung vom 22. Juni 2017, zum Entwurf für die Revision des Wasserrechtsgesetzes vom 22. Dezember 1916 (WRG, SR 721.80) Stellung zu nehmen, und äussern uns wie folgt:

A. Wasserzins

Wir begrüssen die vorgesehene zweistufige Regelung zur Festsetzung des Wasserzinses. Die langfristige Wasserzinsregelung soll in Abstimmung mit den weiteren Rahmenbedingungen zur zukünftigen Ausgestaltung der Schweizerischen Stromversorgung (Marktdesign) erarbeitet werden.

Zu Art. 49

Die Grosshandelspreise liegen derzeit rund 2 Rappen pro Kilowattstunde (kWh) unter den durchschnittlichen Erzeugungskosten. Der Wasserzinshöchstbetrag betrug 2016 38% des Strompreises im Grosshandel bzw. rund 25% der Erzeugungskosten. Zur Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft ist in einer Übergangsfrist eine erhebliche Verringerung der Wasserzinsen erforderlich.

Antrag 1: In Art. 49 Abs. 1 soll der Wasserzinshöchstbetrag für die Übergangsfrist bei Fr. 60 pro Kilowatt Bruttoleistung festgelegt werden.

Antrag 2: Die zeitliche Befristung ist nicht an eine feste Jahreszahl, sondern an das Vorliegen des neuen Marktdesigns zu knüpfen.

Wir lehnen eine Senkung des Wasserzinshöchstbetrags, die nur bei notleidenden Kraftwerken erfolgt, ab. Grundsätzlich soll – gerade für die auf wenige Jahre befristete Übergangsregelung – das bestehende, einfache Modell ohne Ausnahmeregelungen weitergeführt werden. Zudem würde die Variante zu einem erheblichen Vollzugsaufwand und schwierigen Abgrenzungsfragen führen: Die Ermittlung der notleidenden Kraftwerke wäre aufwendig. Insbesondere müssten bei Partnerwerken die einzelnen Aktionäre gesondert behandelt werden, je nach Anteil der Erzeugung, die der jeweilige Aktionär am Markt verkaufen muss.

Antrag 3: Die Variante, den Wasserzins für die Übergangsfrist nur für notleidende Kraftwerke zu senken, soll nicht umgesetzt werden.

Zu Art. 50a

Die vorgeschlagene Regelung, wonach bei neuen sowie bei erheblich erweiterten oder erneuerten Wasserkraftwerken, die Investitionsbeiträge des Bundes erhalten, während zehn Jahren keine Wasserzinsen erhoben werden dürften, ist ein Eingriff in die Kantonsautonomie und deshalb abzulehnen. Die Kantone und Gemeinden sollen weiterhin frei im konkreten Einzelfall darüber entscheiden dürfen, in welcher Form eine Investorin oder ein Investor unterstützt wird.

Antrag: Art. 50a ist wegzulassen.

Mittelfristige Wasserzinsregelung

Grundsätzlich erachten wir das beschriebene flexible Modell für den auszurichtenden Wasserzins, bestehend aus einem Sockelbetrag und einem variablen, von einem Referenzmarktpreis abhängigen Teil, als denkbare Lösung. Für die Finanzplanung der Kantone sollte das Modell so ausgestaltet werden, dass der für ein bestimmtes Jahr gültige Wasserzins jeweils bereits am Anfang des Vorjahres festgelegt werden kann.

NFA

Unabhängig von der Vernehmlassungsvorlage beantragen wir eine Anpassung beim Nationalen Finanzausgleich (NFA). Die Wasserzinseinnahmen werden für die Berechnung des Ressourcenpotenzials für den NFA nicht berücksichtigt. Dies ist nicht richtig, da die Wasserzinseinnahmen ebenso zur Ressourcenstärke beitragen wie andere Einnahmen. Dies zeigt sich auch darin, dass die Wasserzinsen im innerkantonalen Finanzausgleich der Kantone Wallis und Graubünden berücksichtigt werden.

Antrag: Die Wasserzinseinnahmen sollen in die Berechnung des Ressourcenpotenzials der Kantone einbezogen werden. Ein Verzicht auf diese Forderung ist denkbar, wenn der an der Plenarversammlung der Konferenz der Kantonsregierungen vom 17. März 2017 beschlossene Kompromiss zur Optimierung des Finanzausgleichs von der Bundesversammlung vollständig umgesetzt wird.

B. Zu Art. 7 WRG

Bei Grenzkraftwerken ist eine umfassende politische Würdigung der Anliegen der Gewässerkantone erforderlich.

Antrag 1: Art. 7 Abs. 1 anpassen: «Bei der Nutzung der Wasserkraft von Gewässerstrecken, welche die Landesgrenze berühren, ist der Bundesrat ~~das Departement~~ dafür zuständig [...]».

Die Delegation im Einzelfall von Massnahmen betreffend Sanierung und Betrieb an die Kantone soll nur mit deren Zustimmung erfolgen.

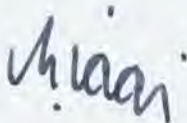
Antrag 2: Art. 7 Abs. 1 Bst. e anpassen: «...; im Einzelfall kann der Bundesrat im Einvernehmen mit den betroffenen Kantonen die Anordnung der notwendigen Massnahmen auf diese übertragen ~~das Departement den Kanton zur Anordnung der notwendigen Massnahmen ermächtigen.~~»

Gemäss Art. 76 Abs. 2 BV verfügen die Kantone über die Wasservorkommen und können für die Wassernutzung in den Schranken der Bundesgesetzgebung Abgaben erheben. Über Rechte an internationalen Wasservorkommen und damit verbundene Abgaben entscheidet der Bund unter Beizug der betroffenen Kantone (Art. 76 Abs. 5 BV). Mit den vorgeschlagenen Änderungen würden diese verfassungsmässigen Kompetenzen der Kantone beschnitten. Die Kantone würden ihre Einflussmöglichkeiten bei den eigenen Gewässern verlieren.

Antrag 3: Art. 7 Abs. 2 und 3 sind durch eine verfassungskonforme Formulierung zu ersetzen.

Genehmigen Sie, sehr geehrte Frau Bundespräsidentin,
die Versicherung unserer ausgezeichneten Hochachtung.

Im Namen des Regierungsrates
Der Präsident:



Der stv. Staatsschreiber:





Kanton Zürich
Staatskanzlei
Neumühlequai 10
8090 Zürich

R
DIE POST
LA POSTE
LA POSTA

8090 Zürich



98.42.115762.02828406

Recommandé Suisse



03.10.17

CH · 8090

Zürich

2090054

30002033

5.30

R Suisse



DIE POST

EINSCHREIBEN

Falls refüsiert oder nicht
abgeholt, als taxpflichtige
B-Post zurücksenden!

Eidgenössisches Departement für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation
Bundesamt für Energie
Sektion Wasserkraft
3003 Bern



Bau-, Umwelt- und Wirtschaftsdepartement

Bahnhofstrasse 15
Postfach 3768
6002 Luzern
Telefon 041 228 51 55
buwd@lu.ch
www.lu.ch

Bundesamt für Energie BFE

Per E-Mail an:
revision-wrg@bfe.admin.ch

Luzern, 29. September 2017

Protokoll-Nr.: 1084

Revision des Wasserrechtsgesetzes

Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 22. Juni 2017 laden Sie die Kantonsregierungen ein, zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (WRG) Stellung zu nehmen.

Im Namen und Auftrag des Regierungsrates teile ich Ihnen mit, dass wir mit den Änderungen nur teilweise einverstanden sind. Dies begründen wir wie folgt:

Wir begrüssen grundsätzlich die Einführung einer künftig flexiblen Regelung. Dies entspricht bereits heute der Praxis im Kanton Luzern, der wie jeder Konzessionsgeber vom Wasserzinsmaximum (nach unten) abweichen kann. Mit der vorgeschlagenen Übergangsregelung würden aber unsere Einnahmen um rund 37% sinken, was wir ablehnen. Die Produzenten können den Strom im nicht liberalisierten Markt zu den Gestehungskosten, also ohne Verluste verkaufen. Dafür ist eine generelle Senkung des Wasserzinses nicht nötig.

Sollte die Senkung dennoch umgesetzt werden, müsste verbindlich vorgeschrieben werden, dass die Strompreise für die Endverbraucher im Umfang der reduzierten Wasserzinsen sinken. Weiter dürften die betroffenen Stromproduzenten diesfalls das Eigenkapital nicht mehr in der bisherigen Höhe (mit einem kalkulatorischen Zins bis zu 7,5%) verzinsen dürfen.

Wir bedanken uns für die Möglichkeit zur Stellungnahme und bitten Sie, unsere Anträge bei der Weiterbehandlung der Vorlage zu berücksichtigen.

Freundliche Grüsse

Robert Küng
Regierungsrat



CH-6061 Sarnen, Postfach 1562, Staatskanzlei

A-Post

Eidgenössische Departement für Um-
welt, Verkehr, Energie und Kommunika-
tion UVEK
Bundesamt für Energie
Sektion Wasserkraft
3003 Bern

Referenz/Aktenzeichen: OWSTK.723
Unser Zeichen: cb

Sarnen, 29. September 2017

Revision Wasserrechtsgesetz

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 22. Juni 2017 haben Sie den Kanton Obwalden eingeladen, zur Vorlage über die Revision des Wasserrechtsgesetzes Stellung zu nehmen. Für die Möglichkeit zur Stellungnahme danken wir Ihnen.

Wir schliessen uns der Stellungnahme der RKGK und der EnDK an. Für den Kanton Obwalden sind insbesondere jene Aspekte relevant, welche die Neuregelung der Wasserzinsen betreffen.

Aufteilung in Übergangs- und Langfristregelung

Wir begrüssen die Aufteilung der Vorlage in eine Übergangs- und eine Langfristregelung. Sie ermöglicht die langfristige Neuregelung der Wasserzinsen in Abstimmung mit dem neuen Strommarktdesign. Das Ende der Übergangslösung sollte jedoch nicht an ein konkretes Datum gebunden sein. Die Komplexität der anstehenden Arbeiten kann schnell zu Verzögerungen der Einführung des neuen Strommarktdesigns führen.

Variante zur Übergangsregelung für „notleidende Kraftwerke“

Wir unterstützen die vertiefte Prüfung der Variante für „notleidende Kraftwerke“. Aus Sicht des Kantons Obwalden kann einer Wasserzinsreduktion im Rahmen von Maximum von Fr. 20.– je kW_{br} zugestimmt werden. Dies aber nur im Zusammenhang der Übergangsregelung für „notleitende Kraftwerk, welche ihrerseits bereit sind, eine vollständige Transparenz zu gewähren. Die Ausschüttung von Subventionen nach dem Giesskannenprinzip gilt es zu verhindern.

Modell eines flexiblen Wasserzinses

Ein künftiges Modell für das Wasserzinsmaximum kann ohne Kenntnis des künftigen Marktmodells nicht seriös beurteilt werden. Die Ausgestaltung des Marktmodells muss zuerst erarbeitet sein, damit in Abhängigkeit von diesem das neue Modell in Bezug auf den Wasserzins, beurteilt werden kann.

Der Regierungsrat dankt Ihnen für die Berücksichtigung seiner Anliegen.

Freundliche Grüsse

Im Namen des Regierungsrats



Maya Büchi-Kaiser
Landammann



Dr. Stefan Hossli
Landschreiber



Regierung des Kantons St.Gallen, Regierungsgebäude, 9001 St.Gallen

Eidgenössisches Departement für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation
Kochergasse 6
3003 Bern

Regierung des Kantons St.Gallen
Regierungsgebäude
9001 St.Gallen
T +41 58 229 32 60
F +41 58 229 38 96

St.Gallen, 2. Oktober 2017

Revision Wasserrechtsgesetz; Vernehmlassungsantwort

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin

Mit Schreiben vom 22. Juni 2017 laden Sie die Kantone zur Vernehmlassung zur Revision des Bundesgesetzes über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte (Wasserrechtsgesetz [SR 721.80; abgekürzt WRG]) ein. Wir danken für die Einladung und äussern uns gern wie folgt:

Die Stellungnahme beschränkt sich auf die vorgesehene Änderung von Art. 49 WRG (einschliesslich der vorgeschlagenen Variante) und die in den Vernehmlassungsunterlagen skizzierte, langfristig vorgesehene Umgestaltung der Wasserzinsordnung für Wasserkraftwerke. Zu den Änderungen der Art. 7 und 51 des Gesetzes sowie zum neuen Art. 50a WRG werden keine Bemerkungen angebracht.

Die vorgesehene Anpassung von Art. 49 WRG und die damit verbundene Entlastung der Wasserkraftanlagenbetreiber auf dem in den vergangenen zehn Jahren stark veränderten Strommarkt ist nachvollziehbar. Seit dem Jahr 2008 hat sich der auf dem Markt erzielbare durchschnittliche Preis für Bandenergie von 118 Franken auf 27 Franken je Megawattstunde reduziert. Unter diesen Umständen ist die vorgesehene Senkung des Wasserzinsmaximums von zurzeit 110 Fr./kW_{br} auf das Niveau der Jahre 1997 bis 2010 (80 Fr./kW_{br}) vertretbar. Zu beachten ist in diesem Zusammenhang insbesondere, dass sich das bundesrechtlich vorgeschriebene Wasserzinsmaximum in den vergangenen rund 20 Jahren mehr als verdoppelt hat: Im Jahr 1996 betrug es noch 54 Fr./kW_{br}, seit dem Jahr 2015 beträgt es 110 Fr./kW_{br}. In den für die Wasserkraftbranche wirtschaftlich guten Jahren (bis etwa 2009) hat man damit weit mehr als nur die Teuerung ausgeglichen. Daher ist heute durchaus angezeigt, wenn man das für die Stromwirtschaft schwierige Marktumfeld bei der Neufestsetzung des Wasserzinsmaximums ab dem Jahr 2020 angemessen berücksichtigt.



Durch die Gesetzesanpassung entstehen im Kanton St.Gallen Ertragsausfälle von rund 2,1 Mio. Franken. Davon entfallen gut 1 Mio. Franken auf die Gemeinden. Mit Ausfällen von je rund 300'000 Franken sind die politischen Gemeinden Pfäfers und Mels am stärksten betroffen.

Die vorgeschlagene Alternative, welche die Wasserzinsreduktion um 30 Franken je kW_{br} nur für «klar defizitäre» Wasserkraftanlagen vorsieht, lehnt die Regierung des Kantons St.Gallen wegen des damit verbundenen, erheblichen zusätzlichen Vollzugsaufwands ab. Hinzu kommt, dass die mit Abstand grösste wasserzinspflichtige Unternehmung im Kanton St.Gallen, die in den AXPO-Konzern integrierte Kraftwerke Sarganserland AG (KSL), den produzierten Strom praktisch nicht an Endverbraucher liefert, sondern sich am freien Strommarkt behaupten muss.

Antrag

Auf die Umsetzung der vorgeschlagenen Variante zu Art. 49 Abs. 1 WRG, wonach die Wasserzinsreduktion von höchstens 110 auf höchstens 80 Franken je kW_{br} nur für «klar defizitäre» Wasserkraftanlagen gelten soll, sei zu verzichten.

Die Regierung begrüsst die vorgesehene Aufteilung der Wasserzinsbestimmungen in eine Übergangs- und in eine Langfristregelung im Grundsatz. Die vom Bundesrat vorgeschlagene Übergangsregelung beschränkt sich indessen auf nur drei Jahre (2020 bis 2022). Aufgrund der Tatsache, dass heute nicht mit Sicherheit davon ausgegangen werden kann, dass das neue Strommarktdesign am 1. Januar 2023 in Kraft gesetzt werden kann, sollte die zeitliche Befristung der Übergangsregelung nach Ansicht der Regierung offener formuliert werden, d.h. vom Inkrafttreten des neuen Strommarktmodells abhängig gemacht werden.

Antrag

Es ist zu prüfen, ob die zeitliche Befristung der Übergangsregelung offener formuliert werden, d.h. vom Inkrafttreten des neuen Strommarktmodells abhängig gemacht werden kann.



Die langfristig angestrebte flexible Ausgestaltung der Wasserzinsregelung wird grundsätzlich begrüsst. Mit der Einführung eines flexiblen Wasserzinssystems ist zu erwarten, dass die Wasserzinserträge der Gemeinwesen stärkeren Schwankungen unterliegen werden. Dieser Tatsache ist bei der Ausgestaltung des Systems Rechnung zu tragen. Voraussetzung für ein taugliches und zweckmässiges System ist schliesslich, dass dieses operativ und administrativ effizient und transparent vollzogen werden kann.

Anträge

Im Zusammenhang mit der langfristig geplanten Einführung einer flexiblen Wasserzinsregelung ist bei deren Ausgestaltung auch dem Umstand Rechnung zu tragen, dass die Wasserzinserträge der Gemeinwesen stärkeren Schwankungen unterliegen werden. Im Weiteren ist darauf zu achten, dass die entsprechenden Vorschriften operativ und administrativ effizient und transparent vollzogen werden können.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen.

Im Namen der Regierung



Fredy Fässler
Präsident



Canistus Braun
Staatssekretär



Zustellung auch per E-Mail (pdf- und Word-Version) an:
revision-wrg@bfe.admin.ch

A-Post
Bundesamt für Energie
Sektion Wasserkraft
3003 Bern

Glarus, 3. Oktober 2017

Vernehmlassung i. S. Revision Wasserrechtsgesetz

Hochgeachtete Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Sie gaben uns in eingangs genannter Angelegenheit die Möglichkeit zur Stellungnahme. Dafür danken wir und lassen uns gerne wie folgt vernehmen:

Der Kanton Glarus unterstützt vorbehaltlos die Stellungnahme der Regierungskonferenz der Gebirgskantone (RKGK) vom 28. August 2017.

Der Bundesrat hat stets betont, dass staatliche Massnahmen zur Rettung von Unternehmen ordnungspolitisch unerwünscht sind. Es sind die Aktionäre, die über die Zukunft des Unternehmens zu befinden haben. Sie haben ein allfälliges Sanierungsprogramm zu erstellen und zu tragen. Es sind allenfalls Alternativen wie zinslose bzw. nachrangige Darlehen zu prüfen. Die Kapitalkosten fallen bei den Stromproduzenten mindestens so stark ins Gewicht wie die Wasserzinsen.

Glarus lehnt dezidiert eine staatliche verordnete Senkung des Wasserzinses ab, welche nur Auswirkungen auf die öffentliche Hand haben und die Eigentümer verschonen. Die Senkung des Wasserzinses betrifft zudem vor allem finanzschwache Kantone und Gemeinden mit einem tiefen Ressourcenindex. Die Bundesverfassung hält explizit fest, dass Bund und Kantone sich einander Rücksicht und Beistand schulden (Art. 44 Abs. 2 BV). Die Senkung der Wasserzinsen bzw. die Pläne des Bundes sind für gewisse Regionen existentiell.

Als betroffener Kanton wird der Kanton Glarus konstruktiv Alternativen diskutieren und erwartet im Gegenzug, dass der Bund in dieser Frage keinen Verfassungsbruch begeht.

Genehmigen Sie, sehr geehrte Frau Bundespräsidentin, sehr geehrte Damen und Herren den Ausdruck unserer vorzüglichen Hochachtung.

Freundliche Grüsse

Für den Regierungsrat



Rolf Widmer
Landammann

Hansjörg Dürst
Ratsschreiber

Staatskanzlei, Regierungsgebäude, 8510 Frauenfeld

Bundesamt für Energie
Sektion Wasserkraft
3003 Bern



Frauenfeld, 3. Oktober 2017

Revision Wasserrechtsgesetz

Vernehmlassung

Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 22. Juni 2017 hat uns die Bundespräsidentin in eingangs erwähnter Angelegenheit zur Vernehmlassung eingeladen. Wir danken für die Möglichkeit zur Stellungnahme und haben folgende Bemerkungen anzubringen:

I. Allgemeine Bemerkungen

Die in Aussicht gestellte Ausarbeitung eines flexiblen Wasserzinsmodells wird begrüsst. Dies sollte so rasch als möglich angegangen werden. Das vorgeschlagene Modell besteht durch seine Einfachheit. Trotzdem erwarten wir eine Auswahl von Modellen, welche auch etwas differenzierter sein dürfen. Zu denken ist etwa an das Modell der Ressourcenernte, welches neben dem Referenzmarktpreis noch andere volkswirtschaftliche Grössen wie beispielsweise das allgemeine Preisniveau berücksichtigt. Wie im erläuternden Bericht zu Recht erwähnt wird (vgl. dort S. 6 unten), muss aber den unterschiedlichen Rollen der Betreiber als risikotragende Unternehmen und der Gemeinwesen angemessen Rechnung getragen werden.

Obwohl nicht Gegenstand vorliegender Vernehmlassung wird in diesem Zusammenhang die Aufhebung der in Art. 49 Abs. 4 WRG festgelegten Untergrenze von 1 Megawatt Bruttoleistung vorgeschlagen. Die Wasserkraftwerke, die weniger als 1 Megawatt Bruttoleistung erbringen, sollen ebenfalls zur Zahlung von Wasserzins verpflichtet werden können. Für die Differenzierung gibt es keinen Anlass: Auch die Wasserkraftwerke unterhalb dieser Grenze nutzen die Wasserkraft der öffentlichen Gewässer.

2/3

II. Bemerkungen zu einzelnen Artikeln

Artikel 7

Anträge:

In Art. 7 WRG ist klarzustellen, dass das Heimfallsrecht den Kantonen zusteht.

Art. 7 Abs. 1 lit. e WRG ist insofern abzuändern, als für die Aufsicht über den Kraftwerksbetrieb und die Anordnung von Massnahmen der Kanton zuständig sein soll.

Begründung:

Art. 7 WRG sieht vor, dass neu das Departement bei der Nutzung der Wasserkraft von Gewässerstrecken, welche die Landesgrenze berühren, auch während der Konzessionsdauer zuständig ist. Daraus ergibt sich, dass das Departement auch die Einhaltung der Bestimmungen aus der Konzession kontrolliert (z.B. die Einhaltung des Stauziels, die Abgabe der korrekten Restwassermenge usw.), die Unterhaltsarbeiten am Ufer bewilligt und Restwertvereinbarungen abschliesst. Mit dieser Übernahme der Aufsicht über den Betrieb der Kraftwerke durch den Bund wird aus unserer Sicht der Kanton in seinem Handlungsspielraum stark eingeschränkt. Dadurch wird es dem Kanton beispielsweise stark erschwert, Betreiber von Grenzkraftwerken in die Revitalisierung der Ufer einzubinden.

Schliesslich ist gemäss Art. 7 Abs. 1 lit. a WRG das Departement dafür zuständig, die Nutzungsrechte zu verleihen. Art. 67 Abs. 1 WRG räumt dem verleihungsberechtigten Gemeinwesen unter dem Titel Heimfall verschiedene Befugnisse ein. Es ist klarzustellen, dass das Heimfallsrecht auch bei Werken auf Gewässerstrecken, welche die Landesgrenze berühren, den Kantonen zusteht.

Artikel 49 Abs. 1, 1^{bis} und 2 erster Satz

Die vorgeschlagene Variante, das Wasserzinsmaximum nur für klar defizitäre Kraftwerke zu senken, wird abgelehnt. Einerseits würden damit falsche Signale gesendet, andererseits würde sich der Vollzug kompliziert gestalten.

Artikel 50a

Antrag:

Art. 50a WRG ist zu streichen.

Begründung:

Bei Neuanlagen sowie bei erheblichen Erweiterungen, für welche ein Investitionsbeitrag nach Art. 26 EnG ausgerichtet wird, darf während 10 Jahren kein Wasserzins erhoben werden. Damit erhalten die betreffenden Wasserkraftanlagen eine doppelte Erleichterung. Das erhöht die Gefahr, dass in grossem Ausmass Energie gefördert wird, welche

3/3

unwirtschaftlich ist. Die Allgemeinheit übernimmt dadurch das Risiko privatwirtschaftlichen Handelns.

Mit freundlichen Grüßen

Die Präsidentin des Regierungsrates



Der Staatschreiber





Regierungsrat, Postfach 156, 6301 Zug

Nur per E-Mail

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Wasserkraft
3003 Bern

Zug, 3. Oktober 2017 hs

**Revision des Wasserrechtsgesetzes
Stellungnahme des Kantons Zug**

Sehr geehrte Damen und Herren

Das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK ist vom Bundesrat beauftragt worden, die Revision des Bundesgesetzes über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte (Wasserrechtsgesetz, WRG) in die Vernehmlassung zu geben. Der Regierungsrat unterbreitet Ihnen dazu nach Einbezug der Fachdirektionen die Stellungnahme des Kantons Zug mit den

Anträgen:

1. Im Rahmen der Revision des Wasserrechtsgesetzes sei auch eine Anpassung der NFA-Systematik vorzunehmen, wonach die Wasserzinseinnahmen dem Ressourcenpotenzial der jeweiligen Kantone angerechnet werden müssen.
2. Im Übrigen sei das Wasserrechtsgesetz wie vorliegend zu verabschieden.

Begründung:

1. Wasserzins und NFA-Problematik

Die Revision des Wasserrechtsgesetzes muss als Gelegenheit genutzt werden, eine stossende Ungerechtigkeit im NFA-System endlich zu bereinigen: Während im Fiskalbereich ein Ressourcenpotenzial berechnet wird, welches in der Praxis und im internationalen Umfeld nicht im vollen Umfang ausschöpfbar ist, werden die Wasserzinseinnahmen, welche für gewisse Kantone erhebliche Einnahmen generieren, im Ressourcenpotenzial nicht berücksichtigt. Die Berechnung des kantonalen Ressourcenpotenzials schliesst damit nicht alle ausschöpfbaren Ressourcen ein. Das Ressourcenpotenzial des jeweiligen Kantons erfasst nur denjenigen Teil der jährlichen Wertschöpfung, der durch den Kanton fiskalisch ausgeschöpft werden kann (Einkommen, Vermögen, Gewinne juristische Personen). Nicht berücksichtigt sind die Einnahmen

aus Regalien und Konzessionen, obwohl der Anteil an den Wasserzinseinnahmen bis zu 14 Prozent an den gesamten Steuereinnahmen einzelner Kantone und Gemeinden beträgt. Das hohe Volumen rechtfertigt die Berücksichtigung der Wasserzinsen im Ressourcenpotenzial.

Die Wasserzinsen werden im innerkantonalen Finanzausgleich namentlich der Gebirgskantone Wallis und Graubünden sehr wohl berücksichtigt. Was innerhalb der einzelnen Gebirgskantone gilt, soll doch auch für den nationalen Finanzausgleich gelten. Alle Kantone sollen gleich behandelt werden. Die Nichtberücksichtigung bedeutender Einnahmequellen der öffentlichen Hand führt zu einer Ungleichbehandlung der anderen Kantone. Gebirgskantone mit hohen Wasserzinsen verfügen mit der bisherigen Lösung faktisch über weit mehr Ressourcen, als es der Ressourcenindex ausweist. Eine faire und wirksame Mittelzuteilung durch den Finanzausgleich setzt eine realistische Erfassung des effektiven Ressourcenpotenzials voraus, welche die finanzielle Leistungsfähigkeit der Kantone vollständig und korrekt erfasst und abbildet.

Aus diesem Grund stellt der Kanton Zug den Antrag, dass im Rahmen der Revision des Wasserrechtsgesetzes auch eine Anpassung der NFA-Systematik vorzunehmen sei, wonach die Wasserzinseinnahmen dem Ressourcenpotenzial der jeweiligen Kantone angerechnet werden müssen.

2. Allgemeines

Mit dem heutigen Wasserzins in der Höhe von 110 Franken pro Bruttokilowatt (BkW) generierte der Kanton Zug im Jahr 2015 Einnahmen in der Höhe von 517 000 Franken, im Jahr 2016 von 461 000 Franken und im Jahr 2017 voraussichtlich von 638 000 Franken. Dies macht einen Durchschnitt für die drei Jahre von 538 000 Franken aus. Die Einnahmen stammen von den folgenden Werken:

- Etzelwerk (Sihlsee), 100 % SBB AG, ca. 410 000 Franken pro Jahr;
- Waldhalde (Sihl), Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (EKZ), 107 000 Franken pro Jahr;
- Zentrale 2/Schmittli (Lorze Berg), WWZ AG, 17 000 Franken pro Jahr.

Mit der vorgeschlagenen Reduktion auf 80 Franken/BkW für die Jahre 2020 bis 2022 werden sich für den Kanton Zug prognostizierte Einnahmen von ca. 391 000 Franken ergeben, was einer Reduktion von rund 147 000 Franken pro Jahr entsprechen würde (resp. sogar 177 000 Franken durch die zukünftige Erhöhung des Anteils am Etzelwerk). Im Vergleich mit den grossen Wasserkraftkantonen, welche mit der Reduktion bis zu mehreren Dutzend Millionen Franken pro Jahr an Einbussen erleiden, ist dieser Betrag für den Kanton Zug marginal. Die Revision hat damit für den Kanton Zug nur geringe Auswirkungen. Hauptnutznießer von dieser Reduktion wäre die SBB und der Kanton Zürich als Eigentümer des EKZ.

Inhaltlich kann sich deshalb der Kanton Zug mit der Revision grundsätzlich einverstanden erklären. Der Grund für die Reduktion des Wasserzinses ist das internationale Marktumfeld, welches ein hohes Angebot mit zum Teil staatlich subventioniertem und verbilligtem Strom bietet. Dieses Umfeld drückt auf die Rentabilität der einheimischen Wasserkraft. Allerdings muss dazu auch gesagt werden, dass die Wasserkraftwerke in den letzten Jahrzehnten grosse Gewinne erzielt haben, welche häufig an Gemeinden und Kantone ausbezahlt wurden. Zudem sind viele Anlagen amortisiert.

Der Kanton Zug unterstützt den Vorschlag, den Wasserzins nur für Kraftwerke, welche defizitär sind, auf 80 Franken/BkW zu senken. Für die übrigen rentablen Werke gibt es keine Begründung, weshalb der Wasserzins gesenkt werden soll. Zur Flexibilisierung des Wasserzinses nach dem Jahre 2022 stehen zwei Varianten zur Debatte, die jedoch mit der vorliegenden Revision noch nicht im Wasserrechtsgesetz verankert werden sollen. Der Kanton Zug kann diesbezüglich nur Folgendes festhalten: Die Differenzen der beiden Varianten sind für den Kanton Zug derart gering, dass auf eine einlässliche Kommentierung der Varianten verzichtet werden kann.

Wir danken für die Möglichkeit zur Stellungnahme.

Zug, 3. Oktober 2017

Freundliche Grüsse
Regierungsrat des Kantons Zug



Manuela Weichelt-Picard
Frau Landammann



Tobias Moser
Landschreiber

Kopie per E-Mail an:

- revision-wrg@bfe.admin.ch
- Eidgenössische Parlamentarier des Kantons Zug
- Direktion des Innern
- Finanzdirektion
- Baudirektion
- Tiefbauamt
- Energiefachstelle



Landammann und Standeskommission

Sekretariat Ratskanzlei
Marktgasse 2
9050 Appenzell
Telefon +41 71 788 93 25
Telefax +41 71 788 93 39
regina.doerig@rk.ai.ch
www.ai.ch

Ratskanzlei, Marktgasse 2, 9050 Appenzell

Bundesamt für Energie
Sektion Wasserkraft
3003 Bern

Appenzell, 4. Oktober 2017

Revision Wasserrechtsgesetz Stellungnahme Kanton Appenzell I.Rh.

Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 22. Juni 2017 haben Sie uns die Vernehmlassungsunterlagen zur Revision des Wasserrechtsgesetzes zukommen lassen.

Die Standeskommission hat die Unterlagen geprüft und schliesst sich der Stellungnahme der Konferenz der kantonalen Energiedirektoren (EnDK) an.

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit zur Stellungnahme und grüssen Sie freundlich.

Im Auftrage von Landammann und Standeskommission

Der Ratschreiber:



Markus Dörig

Zur Kenntnis an:

- revision-wrg@bfe.admin.ch
- Bau- und Umweltsdepartement Appenzell I.Rh., Gaiserstrasse 8, 9050 Appenzell
- Ständerat Ivo Bischofberger, Ackerweg 4, 9413 Obereggen
- Nationalrat Daniel Fässler, Weissbadstrasse 3a, 9050 Appenzell



LE CONSEIL D'ÉTAT

DE LA RÉPUBLIQUE ET
CANTON DE NEUCHÂTEL

Office fédéral de l'énergie
Section Force hydraulique
3003 Berne

Révision de la loi fédérale sur l'utilisation des forces hydrauliques

Monsieur le directeur,

Nous avons bien pris connaissance du dossier relatif à la révision mentionnée sous rubrique et vous prions de trouver ci-après la prise de position du canton de Neuchâtel à cet égard.

Sur le fond, nous considérons que les difficultés auxquelles sont confrontées certaines centrales découlent avant tout d'une problématique d'approvisionnement globale sur un marché sujet à nombre de déséquilibres créés par les politiques nationales des pays qui nous environnent. Il serait dès lors très surprenant que ce soit aux cantons comptant des ressources hydrauliques d'assumer les coûts de ces déséquilibres au travers d'une diminution conséquente de leurs recettes. Ce principe est d'autant moins acceptable que lesdits cantons sont généralement situés en région périphérique et de montagne, et ne bénéficient donc pas des mêmes atouts que les cantons jouissant d'une situation plus intéressante au plan économique et social. Amputer leurs recettes ne fait qu'atteindre leur substance financière et diminuer encore un peu plus leurs ressources. Nous nous y opposons donc sur le fond.

Hors ces considérations, nous partageons l'analyse de la Conférence des directeurs cantonaux de l'énergie (EnDK), en particulier si la révision prévue devait aboutir à une phase transitoire comportant une réduction à 80 CHF/kW_{th} de la redevance hydraulique maximale. Dans ce cas nous soutenons la variante consistant à n'appliquer cette réduction qu'aux centrales en difficulté.

Nous vous souhaitons bonne réception de la position de notre canton et, vous remerciant de nous avoir consulté à cette occasion, nous vous prions d'agréer, Monsieur le directeur, nos salutations distinguées.

Neuchâtel, le 4 octobre 2017

Au nom du Conseil d'État :

Le président,
L. FAYRE

La chancelière,
S. DESPLAND



NE



Eidgenössisches Departement für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Frau Doris Leuthard
Bundespräsidentin
Kochergasse 6
3003 Bern

Referenzen JF/RM/AH
Datum 4. Oktober 2017

Anhörung: Entwurf für die Revision des Wasserrechtsgesetzes

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin

Mit Schreiben vom 22. Juni 2017 haben wir die Unterlagen zur Vernehmlassung betreffend den Entwurf zur Revision des eidgenössischen Wasserrechtsgesetzes (WRG) erhalten. Wir bedanken uns für die Möglichkeit, uns zum vorliegenden Gesetzesentwurf äussern zu können.

Der Wasserzins muss eine marktunabhängige Abgeltung bleiben!

Der Kanton Wallis gehört zu den grössten Kantonen der Schweiz und nimmt auch im Bereich Energieproduktion aus Wasserkraft eine führende Rolle ein. Der Walliser Kraftwerkspark liefert rund 30% des in der Schweiz produzierten Stroms aus Wasserkraft. Dadurch leistet er zur allgemeinen Energieversorgung, zur Netzstabilität und folglich auch zur Versorgungssicherheit einen wesentlichen Beitrag.

Die topographischen Verhältnisse im Kanton Wallis ermöglichen zwar eine effiziente Nutzung der Wasserkräfte und eine sinnvolle Produktion von sauberer, erneuerbarer, einheimischer und flexibel planbarer Energie. Andererseits müssen viele Berggemeinden und ganze Talschaften aufgrund der Nutzung der Wasserkräfte auf andere (z.B. touristische oder landwirtschaftliche) Nutzungen verzichten. Zudem stellen die Stau- und Produktionsanlagen auch beträchtliche Eingriffe in die Landschaft und ein erhöhtes Sicherheitsrisiko dar. Weiter erfordert der Betrieb der Kraftwerke von den Gemeinden auch zusätzlichen Aufwand im Bereich der Erschliessungen, der Bewirtschaftung der Gewässer usw. Schliesslich ist zu erwähnen, dass vor Jahrzehnten Konzessionen nicht zuletzt auch mit Blick auf die Schaffung von Arbeitsstellen im Berggebiet gewährt wurden, welche nun im Zuge der Digitalisierung und Rationalisierung stark abgebaut werden.

Diese Eingriffe in die Landschaft, der Verzicht auf andere Nutzungen, das Sicherheitsrisiko und der zusätzliche Aufwand können von den Berggemeinden nur hingenommen werden, wenn sie für die Nutzung der Ressource Wasser korrekt – und insbesondere unabhängig von der Marktlage – entschädigt werden. Entgegen einer weit verbreiteten Meinung ist der Wasserzins weder eine Subvention noch eine Steuer, sondern eine Abgeltung für ein Nutzungsrecht bzw. eine Kausalabgabe, die marktunabhängig bleiben muss.

Nur dank dieser gerechten Abgeltung für ein mit der Konzession eingeräumtes Nutzungsrecht kann die dauerhafte Existenz vieler Berggemeinden gesichert werden, machen doch die Wasserzinsen im Kanton Wallis in einzelnen Gemeinden bis zu 40% und mehr der kommunalen Gesamteinnahmen aus.



Die vom Bundesrat vorgeschlagene Reduktion des Wasserzinsmaximums würde für den Kanton Wallis und die Walliser Berggemeinden zu massiven Einbussen von bis zu 44 Mio. Franken pro Jahr führen, was nicht verkraftbar wäre.

Der Staatsrat begrüsst zwar grundsätzlich eine Übergangsregelung für die Jahre 2020-2022, lehnt aber die vorgeschlagene Reduktion von Fr. 110.- auf Fr. 80.- pro kW_{brutto} insbesondere aus folgenden Gründen strikte ab:

1. Zeitliche und inhaltliche Abstimmung des Wasserzinsmaximums mit dem neuen marktnahen Strommarktmodell

Das Wasserzinsmaximum darf nicht losgelöst vom künftigen Strommarktmodell geregelt werden. Vielmehr ist eine zeitliche und inhaltliche Abstimmung vorzunehmen.

Das Parlament hat erkannt, dass der heutige Strommarkt – der eigentlich gar keinen „Markt“ mehr darstellt – vollständig verzerrt ist. Es ist richtig und dringend, den völlig verzerrten Strommarkt neu zu ordnen. Deshalb hat es den Bundesrat im neuen Energiegesetz beauftragt, der Bundesversammlung bis 2019 einen Entwurf für ein neues „marktnahes“ Strommarktmodell zu unterbreiten. Erst dieses künftige Strommarktmodell kann die Grundlage für die Ausgestaltung des künftigen Wasserzinsmodells bilden. Denn es wird aufzeigen, welche Rolle und Bedeutung der Wasserkraft in der künftigen Energieversorgung zuerkannt wird und welchen Stellenwert und Wert die Stromproduktion aus Wasserkraft haben wird.

Die heutige Wasserzinsregelung von maximal Fr. 110.-/kW_{brutto} ist dementsprechend bis zum Inkrafttreten des neuen marktnahen Strommarktmodells beizubehalten.

2. Hauptvariante: generelle Wasserzinssenkung nach dem „Giesskannenprinzip“

Der Vorschlag zur generellen Senkung des Wasserzinsmaximums geht von der falschen Annahme aus, dass der Wasserzins für die bestehenden Marktverzerrungen ursächlich sei, was nicht der Fall ist. Es ist somit auch nicht an den Gebirgskantonen, über eine Reduktion des Wasserzinses die Zeche für politische und unternehmerische Fehlentscheide zu bezahlen.

Zudem wird rund die Hälfte der Wasserkraftproduktion in der Grundversorgung bei den gebundenen Kunden abgesetzt, wo gemäss Gesetz das Gestehungskostenprinzip gilt, d.h. die gesamten Produktionskosten sind durch den vom Konsumenten bezahlten Strompreis gedeckt. Dieser Teil der Wasserkraft hat somit keine Rentabilitätsprobleme, weshalb eine „Giesskannensubvention“ völlig verfehlt ist.

Des Weiteren ist keineswegs erwiesen, dass jene Stromproduzenten, die keine gebundenen Kunden haben und ihren Strom am freien Markt absetzen, auch tatsächlich ausserordentliche und unverkraftbare Verluste einfahren. Vielmehr haben jüngste Studien aufgezeigt, dass die Produktionskosten in den vergangenen 16 Jahren trotz der Erhöhung der Wasserzinsen stabil blieben, und dass die Elektrizitätsbranche mit der Wasserkraft über alle Wertschöpfungsstufen hinweg konstant Gewinne erzielte – und zwar unabhängig von den auch in früheren Phasen bereits tiefen Marktpreisen und dem bestehenden Wasserzinssystem.

Wird die Gewinnverwendung der Branche näher betrachtet, so muss festgestellt werden, dass auch in den letzten Jahren mehr Dividenden an die Aktionäre als Wasserzinsen an die Wasserkraftkantone ausbezahlt wurden. Selbst im Jahre 2015 wurden noch 500 Mio. Franken an Dividenden ausbezahlt.

Kürzlich hat selbst die Elektrizitätskommission (EiCom) aufgezeigt, dass man mit Wasserkraft noch heute genug Geld verdienen kann und dass über die gesamte Wertschöpfungskette kein „Missing Money“-Problem besteht.

Der Kanton Wallis erachtet es darum als inakzeptabel, dass der Bundesrat im Rahmen einer Übergangsregelung die angeblichen Probleme einzelner Stromproduzenten kurzfristig auf dem Buckel der Bergkantone lösen bzw. mindern will.

Die in der Hauptvariante vorgeschlagene generelle Senkung des Wasserzinsmaximums nach dem „Giesskannenprinzip“, also unabhängig davon, in welcher wirtschaftlichen Situation sich einzelne Wasserkraftproduzenten (Konzessionsgesellschaften) befinden, die den Wasserzins schulden, ist sachlich ungerechtfertigt und wirtschaftlich nicht nötig.

Der Kanton Wallis lehnt eine generelle Senkung des Wasserzinses (Hauptvariante) darum strikte ab und stellt folgenden Antrag (1) betreffend Art. 49 Abs. 1 WRG:

¹ Der Wasserzins darf bis zum Inkrafttreten des marktnahen Modells gemäss Artikel 30 Absatz 5 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG) jährlich 110 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung nicht übersteigen. (...)¹

3. Alternativvariante: Punktuelle Senkung des Wasserzinses

Der Bundesrat unterbreitet als Alternativvariante eine punktuelle Senkung des Wasserzinses für klar defizitäre Kraftwerke. Aus denselben Gründen, wie sie vorstehend bei der generellen Senkung des Wasserzinses ins Feld geführt wurden, **erachtet der Kanton Wallis grundsätzlich auch eine punktuelle Reduktion des Wasserzinses für sachlich unbegründet.** Auch die ECom kommt in ihrer Analyse vom 26. Juni 2017 zum Schluss, dass allfällige Unterdeckungen von den Gesellschaften bzw. deren Aktionären getragen werden können.

Sollte das Parlament den Alternativvorschlag beschliessen, so müsste dieser konkretisiert und an zwingende und kumulative Bedingungen gebunden werden, wie sie beispielsweise in der Stellungnahme der Regierungskonferenz der Gebirgskantone (RKGK) vom 28. August 2017 bereits enthalten sind.

Antrag (2): In diesem Falle wären bei Art. 49 sein Abs. 1^{bis} statt seiner im vorliegenden Entwurf vorgesehenen Aufhebung vollumfänglich abzuändern sowie zwei neue Absätze als Abs. 1^{ter} und Abs. 1^{quater} einzufügen:

^{1bis} Bis zum Inkrafttreten des marktnahen Modells gemäss Artikel 30 Absatz 5 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG) wird jährlich das Wasserzinsmaximum um maximal CHF 10 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung und höchstens bis zur Deckung der Gestehungskosten gesenkt, wenn die Betreiber von Grosswasserkraftanlagen im Sinne von Art. 30 Absatz 1 und 2 EnG bzw. ihre ^{Eigner} den Nachweis erbringen, dass die Gestehungskosten der Elektrizität aus diesen Anlagen trotz Anrechnung der Marktprämie gemäss Art. 26 EnG sowie nach Abzug einer Eigenkapital-Verzinsung, nach einem Dividendenverzicht und nach zumutbaren Stützungsmaßnahmen der Eigner sowie nach Unterstützungen des Bundes nicht gedeckt werden können.

^{1ter} Verkaufen die Betreiber bzw. ihre Eigner im Sinne von Art. 30 Absatz 1 und 2 EnG die Elektrizität aus den Anlagen am Markt wieder über den Gestehungskosten, ist die gewährte Reduktion gemäss Absatz 1^{bis} an den Bund und die Kantone zurückzuzahlen. Letztere verteilen die Rückzahlungen nach Massgabe ihres Rechts anteilmässig auf die wasserzinsberechtigten Gemeinwesen.

^{1quater} Der Bundesrat regelt die Einzelheiten, insbesondere:

- a. die Anforderungen an die vollständige Übersicht über die Gestehungskosten der Stromproduktion der betroffenen Anlagen sowie über die mit dieser erzielten Erlöse;*
- b. die vom Gesuchsteller für den Dividendenverzicht zu erfüllenden Kriterien;*
- c. die Kriterien für zumutbare Stützungsmaßnahmen der Eigner;*
- d. die Ausgestaltung der Stundungsbedingungen;*
- e. die Unterstützungen des Bundes.*

¹ Die Änderungen zum vorliegenden Gesetzesentwurf des Bundesrats sind als „unterstrichen“ markiert.

4. Künftige Flexibilisierung des Wasserzinsmaximums

Das Modell zur künftigen Flexibilisierung des Wasserzinsmaximums ist ausdrücklich nicht Gegenstand dieser Vernehmlassung und wird im erläuternden Bericht zum Gesetzesentwurf lediglich angedeutet. Eine seriöse Stellungnahme zu diesem Vorschlag ist nicht möglich, solange die neue Strommarktordnung nicht bekannt ist.

Der Staatsrat verzichtet daher im gegenwärtigen Zeitpunkt auf eine Stellungnahme zum Modellvorschlag für eine Flexibilisierung des Wasserzinsmaximums. Immerhin sei bereits an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass der Wasserzins als Kausalabgabe grundsätzlich nicht den Marktschwankungen unterliegen darf und während der Dauer der Konzession für beide Parteien verbindlich bleiben soll.

Die Flexibilisierung einer Kausalabgabe erachten wir deshalb im Grundsatz nicht als sinnvoll und zweckmässig. Zudem sei erwähnt, dass verschiedene Energieproduzenten über Jahre und Jahrzehnte aus der Wasserkraft Milliarden Gewinne erzielt haben und in diesen guten Zeiten auch nie eine Flexibilisierung bzw. höhere Abgeltung der Ressource Wasser ins Auge fassten. Man kann nicht nur in schlechten Zeiten nach einer Flexibilisierung rufen!

5. Ermässigung des Wasserzinses bei Gewährung von Investitionsbeiträgen (Art. 50a)

Der Bundesrat will in Art. 50a den Kantonen verbieten, bei Gewährung von Investitionsbeiträgen für einen Neubau eines Wasserkraftwerks während der Bauzeit Wasserzinsen oder besondere kantonale Steuern zu erheben. Um den Betriebsbeginn eines mit Investitionsbeiträgen unterstützten neuen Kraftwerks zusätzlich zu entlasten, sollen die Kantone zudem verpflichtet werden, dieses Wasserkraftwerk während 10 Jahren auf der gesamten Bruttoleistung von Wasserzinsen und besonderen kantonalen Steuern zu befreien. Dieselbe 10-jährige Befreiung soll auch bei einer Erweiterung oder Erneuerung einer Anlage mit Investitionsbeiträgen zwingend sein.

Festzuhalten ist dazu zunächst, dass für Neubauten und Erweiterungen/Erneuerungen explizit Investitionsbeiträge im neuen Energiegesetz vorgesehen sind. Daher ist eine zusätzliche Unterstützung über den Entfall der Wasserzinsen nicht nötig. Es ist davon auszugehen, dass der Bund mit seinen im EnG vorgesehenen Investitionsbeiträgen und in der dort vorgeschlagenen Höhe davon ausgegangen ist, dass diese ausreichend sind, um neue Investitionen zu garantieren. Zudem erfolgt eine Beschneidung der Kompetenzen der Kantone und Konzessionsgemeinden. Sie sollten eigentlich selbst und frei entscheiden können, ob sie im Einzelfall einen Investor und auf welche Art und Weise sie ihn unterstützen wollen.

Mit einer solchen zwingenden Regelung würden die Konzessionsgemeinden ausserdem über den Verzicht auf Wasserzinsen faktisch zu einer wirtschaftspolitischen Unterstützungsmassnahme gezwungen, obwohl diese keinen direkten Zusammenhang mit dem erteilten Nutzungsrecht hat. Diese Zwangsmassnahme wäre vergleichbar mit einer gesetzlichen Verpflichtung an alle Bodeneigentümer, bei der Vermietung eines Grundstücks zum Zweck der Erstellung von Betriebsgebäuden während zehn Jahren auf den Mietzins zu verzichten. Eine solche Bestimmung wäre nie mehrheitsfähig. Vielmehr ist es in der Praxis oftmals so, dass Eigentümer, die zur Förderung der Neuansiedlung von Betrieben und der Schaffung von Arbeitsplätzen auf den Mietzins teilweise verzichten, von der öffentlichen Hand entschädigt werden.

Wir weisen zudem darauf hin, dass Bundesrätin Doris Leuthard in der Junisession 2017 im Nationalrat jegliche wirtschaftspolitischen Massnahmen zugunsten der Wasserkraft strikte ablehnte. Es ist darum nicht einzusehen, warum die strukturschwachen Bergkantone und Berggemeinden – anders als der Bund – nun plötzlich über eine Ermässigung des Wasserzinses zu einer Unterstützung der Wasserkraft verpflichtet werden sollten.

Wirtschaftspolitische Massnahmen, die im Grundsatz durchaus berechtigt sein können, sind deshalb nicht mit dem Wasserzins zu koppeln.

Der Kanton Wallis lehnt die zwingende Ermässigung des Wasserzinses als nicht sachgerecht ab und stellt den Antrag (3), Art. 50a WRG ersatzlos aus dem vorliegenden Gesetzesentwurf zu streichen.

6. Weitere Gesetzesänderungen

Hinsichtlich der übrigen in Vernehmlassung gebrachten Änderungen einzelner Bestimmungen des WRG besteht zusätzlich zu den in der Stellungnahme der RKGK (Punkt V – Seite 14) angeführten **grundsätzlichen Bedenken** gegen die vorgeschlagene Änderung des Art. 7 Anlass für folgende ergänzende Bemerkungen bzw. Anträge

Wir haben hier folgende sowohl **inhaltliche wie auch sprachliche Aspekte betreffende Ergänzung** zu machen:

Zu Art. 7 Bst. b

Diese Bestimmung handelt von der Kompetenz des Departements, die Nutzbarmachung der Wasserkräfte an solchen Gewässern durch den Verfügungsberechtigten selbst zu bewilligen. Im entsprechenden französischen Text hingegen wird die Formulierung gewählt: „autoriser la communauté qui dispose de la force d'un cours d'eau international à l'utiliser elle-même“. Es ist offensichtlich, dass die Begriffe „Verfügungsberechtigter“ und „communauté qui dispose de la force“ nicht gleichbedeutend sind. Mit letzteren sind die verfügungsberechtigten Gemeinwesen gemeint, die z.B. auch in Art. 2 Abs. 1 WRG angeführt sind, und zu einer sogenannten Selbstnutzung im Sinne von Art. 3 Abs. 1 WRG schreiten wollen. Der im deutschen Text verwendete Begriff „Verfügungsberechtigter“ ist umfassender und meint z.B. auch die verfügungsberechtigten Uferanstösser im Sinne von Art. 2 Abs. 2 WRG bzw. jeden auch kraft Privatrechts Verfügungsberechtigten gemäss Art. 17 WRG.

Antrag (4): Der Staatsrat beantragt den Art. 7 Bst. b in beiden Fassungen in die jeweils beabsichtigte Richtung anzugleichen bzw. sprachlich in Übereinstimmung zu bringen.

b) Zu Art. 7 Bst. c der Vorlage:2

Der deutsche und französische Text gehen von verschiedenen Konzepten hinsichtlich des Verständnisses von Art. 48 Abs. 1 WRG aus, auf den hier implizit Bezug genommen wird. Deshalb wird hier auch von „prestations et conditions imposées“ wie eben auch in Art. 48 WRG in der französischen Fassung gesprochen. Nach allgemein herrschender Auffassung kann es sich bei Art. 48 WRG aber auch um vertragliche statt nur um verfügte Elemente der Konzession handeln.

Antrag (5): Es ist daher zu überlegen, wie in der französischen Fassung diesem Aspekt Rechnung getragen werden kann.

Zu Art. 7 Bst. e

Dieser Artikel sieht vor, dass das Departement bei sogenannten Grenzkraftwerken die Sanierungsmassnahmen und Massnahmen betreffend den Betrieb anordnen und im Einzelfall dazu auch den Kanton zur Anordnung der notwendigen Massnahmen ermächtigen kann. Die Frage stellt sich, ob sich der Kanton gegen solche Ermächtigungen auch wehren kann, wenn dadurch z.B. der massgebliche Einsatz von personellen Ressourcen erforderlich ist. Beispielsweise wäre die Durchführung von Gewässersanierungsverfahren bei Grosskraftwerken (z.B. „Emosson“) nach unserer Erfahrung langwierig und daher personalintensiv. Weder der Gesetzestext noch der erläuternde Bericht dazu spricht sich darüber aus.

Antrag (6): Der Staatsrat beantragt in Bezug auf Art. 7 Bst. e zumindest in der Botschaft des Bundesrates Ausführungen über die Frage der Kostentragung im oben genannten Sinn bei einer allfälligen Ermächtigung zu machen. Eine unverhältnismässig hohe Belastung der Kantone ist zu vermeiden oder abzugelten.

² *Betrifft inhaltlich nur den französischen Text.*

Zu Art. 49 Abs. 2³

Die sprachliche und gesetzessystematisch erforderliche Richtigstellung im Artikel wird begrüsst. „Anlage“ bzw. „Wasserkraftanlage („aménagement“) meint in der Tat die Gesamtheit aller Einrichtungen des Wasserkraftwerks, wenn diese Anlage z.B. aus mehreren Fassungen und insbesondere aus mehreren Zentralen („plusieurs usines“ – „plusieurs centrales“), wie z.B. im Fall der Grande Dixence, besteht. Unbefriedigend ist jedoch, dass dieser Aspekt nicht zum Anlass genommen wurde, auch andere Artikel des WRG (z.B. Art. 18) von diesem sprachlichen Makel in der französischen Fassung zu befreien.

Antrag (7): Der Staatsrat beantragt, die französische Fassung im Rahmen dieser oder einer späteren Revision zu korrigieren.

7. Zusätzliche Unterstützung der Grosswasserkraft

Eine Senkung der Wasserzinsen wäre eher von kosmetischer Art und kann den allenfalls defizitären Produktionsgesellschaften nicht wirklich helfen. Der Kanton Wallis verlangt deshalb vom Bund die rasche Einführung von zusätzlichen Unterstützungsmassnahmen für die Grosswasserkraft.

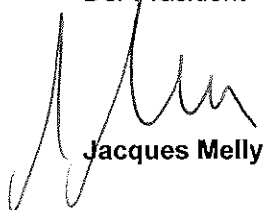
Die Wasserkraft ist der wichtigste Pfeiler der Energiestrategie 2050. Ohne die Wasserkraft kann die Umsetzung der Energiestrategie und die Versorgungssicherheit nie gewährleistet werden. Es ist darum notwendig und sachlich mehr als gerechtfertigt, dass sich der Bund finanziell an der Umsetzung seiner eigenen Strategie beteiligt und die Grosswasserkraft unterstützt.

Es ist offensichtlich, dass zurzeit im Schweizer Strommarkt ungleiche und wettbewerbsverzerrende Bedingungen für die Produzenten mit und jene ohne Endkunden bestehen, welche es rasch zu korrigieren gilt. Die Marktprämie von jährlich rund CHF 120 Mio. pro Jahr (befristet bis Ende 2022) genügt nicht, um dieses Problem zu entschärfen. Weitere Massnahmen (z.B. Erhöhung der Marktprämie, Einführung einer Grundversorgungsprämie, Stromabnahmegarantie usw.) sind dringend.

Genehmigen Sie, sehr geehrte Frau Bundespräsidentin, sehr geehrte Damen und Herren, den Ausdruck unserer vorzüglichen Hochachtung.

Im Namen des Staatsrates

Der Präsident


Jacques Melly



Der Staatskanzler


Philipp Spörri

Kopie an revision-wrg@bfe.admin.ch

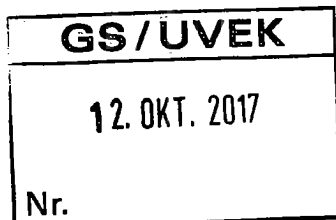
³ *Betrifft inhaltlich nur den französischen Text*



Genève, le 11 octobre 2017

Le Conseil d'Etat

4984-2017



Madame Doris LEUTHARD
Présidente de la Confédération
Département fédéral de
l'environnement, des transports, de
l'énergie et de la communication
(DETEC)
Palais fédéral Nord
3003 Berne

Concerne : Consultation concernant la révision de la loi sur l'utilisation des forces hydrauliques (LFH)

Madame la Présidente de la Confédération,

Le 22 juin 2017, vous avez prié notre Conseil de vous transmettre son avis sur le projet mentionné en marge, et nous vous en remercions.

En premier lieu, notre Conseil salue la volonté du Conseil fédéral de traiter les problèmes du de l'hydroélectricité suisse, quand bien même les mesures proposées en terme de baisse de la redevance ne permettront pas de résoudre l'ensemble des difficultés de ce secteur.

En effet, si le canton de Genève n'est pas aussi impacté que d'autres, il est essentiel d'améliorer la compétitivité de l'énergie hydraulique, fondement d'un approvisionnement énergétique sûr, durable et sans nucléaire de notre pays.

Nous considérons cependant que la moitié de la production hydraulique suisse est aujourd'hui écoulee dans l'approvisionnement de base et ne connaît à ce titre pas de problème de rentabilité.

Dans ce contexte, notre Conseil préconise l'examen détaillé de la variante mentionnée dans le rapport explicatif, limitant la réduction la redevance hydraulique maximale aux centrales "nettement déficitaires". Nous invitons par conséquent le Conseil fédéral à modifier son projet pour accorder la baisse de la redevance hydraulique aux seules entreprises qui démontrent leurs difficultés économiques en fournissant, en toute transparence, toutes les données nécessaires à cette effet.

En second lieu, nous sommes favorables à votre proposition d'exempter de la redevance hydraulique pendant dix ans les exploitants touchant une contribution d'investissement pour de nouvelles installations et des agrandissements ou rénovations notables.

En effet, dans les conditions de marché actuelles, les contributions à l'investissement s'avèrent largement insuffisantes. Or, il est impératif que les quelques potentiels hydrauliques restant en Suisse puissent être réalisés, afin que la sortie du nucléaire devienne réalité dans les meilleurs délais. S'agissant de nouvelles installations, nous suggérons toutefois que l'exemption ne soit que partielle, afin de préserver un intérêt pour l'autorité octroyant la concession.

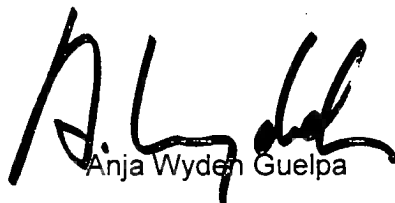
Enfin, notre Conseil ne souhaite pas se prononcer à ce stade sur la flexibilisation de la redevance.

Pour le surplus, nous souscrivons au principe de délégation de compétence au Conseil fédéral pour des conventions internationales dans le domaine des droits d'eau, en préconisant de prévoir des procédures de consultation des cantons approvisionneurs et des instances transfrontalières existantes.

En vous souhaitant bonne réception de la présente, nous vous prions de croire, Madame la Présidente de la Confédération, à l'assurance de notre haute considération.

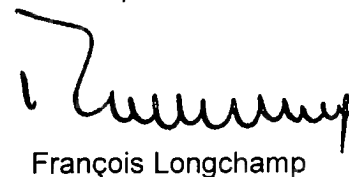
AU NOM DU CONSEIL D'ÉTAT

La chancelière :



Anja Wyden Guelpa

Le président :



François Longchamp



Sitzung vom

12. Oktober 2017

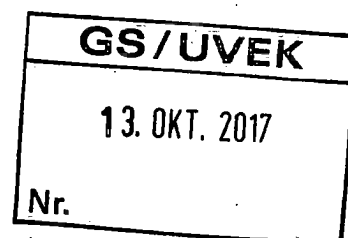
Mitgeteilt den

12. Oktober 2017

Protokoll Nr.

847

Frau Bundespräsidentin Doris Leuthard
Vorsteherin des Eidg. Departements für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Kochergasse 6
3003 Bern



Per Mail an: revision-wrg@bfe.admin.ch

**Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes: Wasserzinsregelung nach 2019;
Vernehmlassung**

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin

Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 22. Juni 2017 wurden die Kantone eingeladen, zum Entwurf für die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes (insbesondere neues Wasserzinsmaximum ab 1. Januar 2020) Stellung zu nehmen. Wir bedanken uns für die Möglichkeit zur Meinungsäusserung.

Aufgrund der herausragenden Bedeutung der Wasserzinsfrage für die Gebirgskantone haben diese beschlossen, unter dem Dach der Regierungskonferenz der Gebirgskantone (RKGK) eine gemeinsame Stellungnahme zu erarbeiten. Die Regierung des Kantons Graubünden unterstützt diese Stellungnahme der RKGK vollumfänglich und schliesst sich dieser an. Sie begrüsst die in der Vernehmlassungsvorlage vorgesehene Aufteilung in eine Übergangs- und eine Langfristregelung.

Die Diskussion zum neuen Wasserzinssystem kann politisch nicht gesondert von jener zum künftigen Marktdesign stattfinden, da der Wasserzins dabei eine zentrale

Rolle spielt. Unseres Erachtens ist die Übergangsregelung zeitlich auf das Inkrafttreten eines neuen Marktdesigns abzustimmen und nicht fix bis Ende 2022 zu befristen. Die vom Bundesrat unterbreitete Hauptvariante lehnen wir strikte ab. Die Wasserzinsen bzw. die Höhe der Wasserzinsen sind für die von der Branche der Stromproduktion geltend gemachten Rentabilitätsschwierigkeiten nicht ursprünglich kausal. Als sachlich und politisch nicht rechtfertigbar kommt hinzu, dass eine generelle Reduktion des Wasserzinsmaximums von 110 Franken pro Bruttokilowatt auf 80 Franken pro Bruttokilowatt einer ungerechtfertigten Giesskannensubvention entsprechen würde. Mitnahmeeffekte für erfolgreiche Unternehmen wären die Folge. Hingegen erachten wir die in den Vernehmlassungsunterlagen erwähnte Alternativvariante, welche eine bedarfsgerechte Unterstützung im Sinne einer einzelfallweisen Reduktion des Wasserzinsmaximums vorsieht, als prüfenswert. Vorausgesetzt die ansprechenden einzelnen Unternehmen leisten volle Transparenz und erfüllen die weiteren Bedingungen gemäss Stellungnahme der RKGK.

Das Vorgehen mit einer Übergangsregelung sowie die vertiefte Prüfung der Alternativvariante werden nicht nur von den Gebirgskantonen, sondern auch von der Konferenz der kantonalen Energiedirektoren (EnDK) unterstützt. Diese gemeinsame Positionierung der kantonalen Energiedirektorinnen und -direktoren ist bemerkenswert, da die Kantone eine heterogene Ausgangslage bei der Beurteilung der Neuregelung der Wasserzinsen haben.

In Graubünden obliegt die Hoheit über die Gewässer den Gemeinden. Dem Bündner System der hälftigen Aufteilung beim Wasserzins liegt eine enge Partnerschaft zwischen den Gemeinden und dem Kanton zu Grunde. Die Regierung des Kantons Graubünden steht deshalb im Austausch mit der Interessengemeinschaft der Bündner Konzessionsgemeinden (IBK). Die Hauptforderungen der IBK in der Wasserzinsfrage sind kongruent mit denjenigen der Regierung. Überdies hat die Regierung im Rahmen der Erarbeitung der vorliegenden Stellungnahme sämtliche Bündner Gemeinden zur Mitwirkung eingeladen. Die Stellungnahmen der Gemeinden machen deutlich, dass für viele der Gemeinden die Sicherung der Wasserzinseinnahmen geradezu existenziell ist. Einhellig wird die strikte Ablehnung einer generellen Senkung des Wasserzinsmaximums gefordert. Abschliessend besonders erwähnenswert ist, dass das kantonale Parlament in Graubünden, der Grosse Rat, in der vergangenen

Augustsession im Zusammenhang mit einem parlamentarischen Vorstoss mit 100 zu 0 Stimmen (!) der Regierung die Unterstützung für die Bestrebungen zur Erhaltung der Wasserzinsen auf dem heutigen Niveau zusagte.

Wir bitten Sie, sehr geehrte Frau Bundespräsidentin, den Anliegen der Bündner Gemeinden und des Kantons Graubünden bzw. der RKGK gebührend Rechnung zu tragen.



Namens der Regierung

Die Präsidentin:

B. Janom Steiner

Der Kanzleidirektor:

Daniel Spadin

Beilage:

- Stellungnahme der RKGK vom 28. August 2017 zum Entwurf für die Teilrevision zum Wasserrechtsgesetz

Kopie an:

- Konferenz Kantonaler Energiedirektoren (EnDK), Haus der Kantone, Speichergasse 6, 3011 Bern
- Regierungskonferenz der Gebirgskantone (RKGK), Hinterm Bach 6, Postfach 539, 7001 Chur
- Interessengemeinschaft Bündnerischer Konzessionsgemeinden, c/o Not Carl, Tulai, 7550 Scuol
- Bündner Parlamentarier in den eidgenössischen Räten
- Bundesamt für Energie, Sektion Wasserkraft, 3003 Bern
- Departement für Finanzen und Gemeinden, intern
- Amt für Energie und Verkehr, intern
- Bau-, Verkehrs- und Forstdepartement, intern



DIE GEBIRGSKANTONE

Regierungskonferenz der Gebirgskantone
Conférence gouvernementale des cantons alpins
Conférenza dei governi dei cantoni alpini
Conferenza da las regenzas dals chañtuns alpins

Frau Bundespräsidentin
Doris Leuthard
Vorsteherin UVEK
Kochergasse 6
3003 Bern

Chur, den 28. August 2017

Entwurf für die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes

Stellungnahme

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Sie haben uns mit Schreiben vom 22. Juni 2017 die Möglichkeit gewährt, uns zum Entwurf für die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes (insbesondere neues Wasserzinsmaximum ab 1. Januar 2020) vernehmen zu lassen. Nach Einsicht in die Unterlagen nimmt die Regierungskonferenz der Gebirgskantone (RKGK), bestehend aus den Kantonen Uri, Obwalden, Nidwalden, Glarus, Graubünden, Tessin und Wallis, gerne wie folgt Stellung:

I. ZUSAMMENFASSUNG

Die RKGK erachtet eine zeitliche und inhaltliche Koordination der Ausgestaltung des neuen Wasserzinsmaximums mit dem neuen marktnahen Modell für den Strommarkt (Art. 30 Abs. 5 EnG) *im Grundsatz* für geboten und zweckmässig. In diesem Sinne begrüsst sie eine Übergangsregelung. Deren Dauer ist aber nicht an eine konkrete Jahreszahl, sondern an die *Inkraftsetzung des neuen Marktmodells* zu knüpfen, denn nur dies gewährleistet eine echte Koordination zwischen dem Wasserzins- und Strommarktmodell.

Hingegen lehnt die RKGK die vom Bundesrat unterbreitete Hauptvariante strikte ab, weil diese keinen problembezogenen Beitrag zur Korrektur der Verwerfungen im schweizerischen Strommarkt leistet und auf einer in wesentlichen Aspekten verfehlten Ursachenanalyse beruht und weil sich der Bundesrat damit stark widersprüchlich verhält. Die vorgeschlagene Hauptvariante würde zudem auf eine ungerechtfertigte Giesskannensubvention hinauslaufen. Auch würde sie im Ergebnis dazu führen, dass die Wasserkraftkantone die vom Volk mit dem neuen Energiegesetz beschlossene und auf den 1. Januar 2018 in Kraft gesetzte Marktprämie mit Wirkung ab dem 1. Januar 2020 indirekt kompensieren. Bemerkenswert am Vernehmlassungsvorschlag ist sodann, dass der Bund von allen anderen (Eigentümer, Konsumenten, Wasserkraftkantone) ein Entgegenkommen verlangt, welches er für sich selber aber strikte zurückweist, obwohl er die Wasserkraft zum zentralen Pfeiler der EST-2050 erklärt hat. Die vorgeschlagene Hauptvariante setzt schliesslich einen psychologischen „Anker“, um das Wasserzinsmaximum in einem späteren Schritt erneut zu senken. Dieses Vorgehen ist weder sachlich noch politisch gerechtfertigt und wird von den Gebirgskantonen entschieden zurückgewiesen. Sie sind in keiner Weise bereit, *„die Übergangslösung als vorbereitende Anpassung vor einer langfristigen Lösung zu sehen“*, wie dies im Erläuternden Bericht ausgeführt wird (EB, Ziff. 1.3).

Präsident: Staatsrat Dr. Christian Vitta
Generalsekretär: lic. iur. Fadri Ramming



Die vorerwähnten Argumente sprechen grundsätzlich auch gegen punktuelle Wasserzinssenkungen (**Alternativvariante**). Im Sinne der mit den Elektrizitätsgesellschaften gepflegten partnerschaftlichen Politik sind die Gebirgskantone aber bereit, Unterstützungsmassnahmen zu prüfen, wenn Kraftwerksbetreiber bzw. ihre Eigner bei der Vermarktung des in spezifischen Wasserkraftwerken produzierten Stroms nachweislich gravierende Schwierigkeiten haben. Bei einer solchen Unterstützung muss aber zwingend folgender Grundsatz gelten: **„Wer über die Marktprämie hinaus eine Unterstützung beanspruchen will, muss vollständige Transparenz gewährleisten!“**. Zudem sind die eingeräumten Erleichterungen an das wasserzinsberechtigten Gemeinwesen **zurückzahlen**, wenn die Gesellschaften wieder Gewinne erzielen (Stundung). In diesem Sinne verschliessen sich die Gebirgskantone einer Übergangsregelung mit punktuellen (einzelfallweisen) und an **klare Voraussetzungen** geknüpfte Wasserzinsreduktionen nicht generell.

Aussergewöhnlich ist schliesslich, dass ein Aspekt zur Diskussion gestellt wird, der erklärermassen nicht Gegenstand der Vorlage bildet. Für die Gebirgskantone ist offensichtlich, dass mit der konsultativen Präsentation des **flexiblen Modells** und den in diesem Zusammenhang erwähnten „indikativen“ Zahlen die erst noch zu führende Diskussion zum neuen Modell für das Wasserzinsmaximum präjudiziert werden soll. Genausogut hätten bereits heute verschiedene Modelle für das neue Strommarktdesign in Konsultation gegeben werden können. Ein künftiges Modell für das Wasserzinsmaximum kann aber ohne Kenntnis des künftigen Marktmodells nicht seriös beurteilt werden. Das vom Bundesrat gewählte Vorgehen ist unkoordiniert. Auf eine konkrete Modelldiskussion kann sich die RKGK erst einlassen, wenn die Ausgestaltung des neuen Strommarktmodells (Art. 30 Abs. 5 nEnG) bekannt ist. Die Gebirgskantone verzichten deshalb aus grundsätzlichen Überlegungen im gegenwärtigen Zeitpunkt auf eine nähere Stellungnahme zum präsentierten flexiblen Modell. Sie halten aber bereits heute in aller Deutlichkeit fest, dass sich jedes künftige Modell in jedem Fall zumindest auf folgenden **Eckpunkten als Grundlagen** abstützen muss: Eine **vollständige Datentransparenz seitens der Elektrizitätsgesellschaften und Aufsichtsbehörden gegenüber den Kantonen** sowie die **Erfassung und Darstellung der gesamten mit der Wasserkraft erzielbaren Wertschöpfung**. Allfällige Vorschläge zur Solidarisierung des Wasserzinses durch Erhebung eines Netzzuschlages, wie sie von Dritter Seite teilweise zur Diskussion gestellt werden, lehnen die Gebirgskantone als verfassungswidrig und systemfremd ab. Insgesamt muss das künftige Modell für das Wasserzinsmaximum die Anreize so setzen, dass Gemeinden und Kantone auch künftig noch bereit sind, Konzessionen zu verleihen.

Die detaillierte Begründung unserer Positionen lautet wie folgt (vgl. Folgeseiten):



II. GRUNDSÄTZLICHES

A. Was ist der Wasserzins?

- 1 Der Wasserzins ist der *Preis* für die den Konzessionären (Kraftwerksgesellschaften) in der Regel für 80 Jahre *exklusiv* überlassene *Nutzung der Wasserkraft*. Die Pflicht zur Bezahlung des Wasserzinses entsteht mit dem Erwerb der Konzession durch den Konzessionär. Dieses Entgelt für die Einräumung eines Sondervorteils gilt rechtlich als Kausalabgabe. Ähnliche Entgelte für die Nutzung einer der Sachherrschaft des Gemeinwesens unterstehenden Ressource bestehen beispielsweise bei Steinbrüchen, bei der Kiesgewinnung sowie bei anderen Nutzungen öffentlicher Gewässer (Wärmegewinnung, Kühlzwecke, Bewässerungen usw.).
- 2 Entgegen weitverbreiteter Fehlauffassung ist der Wasserzins also weder eine Subvention noch eine Steuer, sondern ein Ressourcenpreis (rechtlich: Kausalabgabe). Die Gebirgskantone lehnen deshalb Vorschläge ab, welche den Wasserzins zu einer Subvention oder Steuer wandeln möchten, was beispielsweise dann der Fall wäre, wenn der Wasserzins, wie dies teilweise bereits propagiert worden ist, über einen Netzzuschlag finanziert werden soll (ähnlich der „Kostendeckenden Einspeisevergütung“). Der Netzzuschlag ist rechtlich eine Ausgleichsabgabe mit besonderem Verwendungszweck. Bei einer Finanzierung des Wasserzinses aus dem Netzzuschlag würde dieser (und damit auch der Wasserzins) zu einer Zwecksteuer mutieren. Hierfür mangelt es jedoch an einer Grundlage in der Bundesverfassung. Diese Vorschläge erweisen sich daher nicht nur als sachfremd, sondern insbesondere auch als verfassungswidrig.

B. Woher stammt das Wasserzinsmaximum?

- 3 Ende des 19. Jahrhunderts gelang es erstmals, den Strom über weite Distanzen zu transportieren. Das Interesse an der Nutzung der Wasserkraft nahm dadurch schlagartig zu. Die aufstrebende Industrie im Mittelland sowie der Eisenbahnbau wollten mit günstigem Strom versorgt werden. Damit entstand ein Spannungsfeld zwischen der Elektrizitätserzeugung zu möglichst günstigen Preisen einerseits und den Einnahmen der öffentlichen Hand aus der Gewässerhoheit andererseits. Aus Angst davor, dass die Wasserkraftnutzung durch zu hohe Wasserzinse und durch andere Leistungen erheblich behindert werden könnte, beschloss das Parlament, eine Preisobergrenze für den Wasserzins einzuführen. Das Wasserzinsmaximum ist somit eine *staatlich reglementierte* Preisobergrenze zugunsten der Förderung der Industrialisierung und der Elektrifizierung des Landes. Das erste bundesrechtliche Wasserzinsmaximum wurde im Jahre 1916 in Anlehnung an die bis dahin in den Kantonen üblichen Wasserzinspreise festgelegt. Mit der Hinnahme dieser Einschränkung hat das Berggebiet einen grossen Beitrag zugunsten der Entwicklung der Schweizer Industrie und der Industriestandorte geleistet. Im Gegenzug konnten die Berggemeinden und -kantone Einnahmen generieren, um Erschliessungen zu realisieren und eine wirtschaftliche Entwicklung voranzutreiben. Das Wasserzinsmaximum gründet somit auf einem Interessenausgleich zwischen den Eigentümern der natürlichen Ressource Wasserkraft und der Schweizer Volkswirtschaft.

C. Der Wert des Wassers hat sich stark gewandelt

- 4 Der Wert des Wassers bzw. der Wasserkraft hat sich im vergangenen Jahrhundert in verschiedener Hinsicht stark gewandelt. Die energiewirtschaftliche Qualität der verschiedenen Arten der mit der Wasserkraft erzeugten elektrischen Energie hat sich stark verfeinert. Die Bedeutung von wertvoller Spitzenenergie sowie von hochpreisigen Ökostromprodukten bilden diesbezüglich bloss zwei Beispiele. Weiter werden der Landschaftsverbrauch und die Umweltveränderungen heute wesentlich sensibler beurteilt, als zu Beginn des 20. Jahrhunderts. Der Schutz von Landschaften und Landschaftselementen sowie die möglichst erneuerbare Stromproduktion sind heute öffentliche Interessen, die zwi-



schenzeitlich in Verfassung und Gesetz Eingang gefunden haben. Bezeichnend ist in diesem Zusammenhang auch, dass der Bund aus dem Wasserzins einen „Landschaftsrappen“ einbehält, um Gemeinwesen zu entschädigen, welche die Wasserkraft nicht nützen können, weil deren Landschaft unter nationalem Schutz steht (Art. 49 Abs. 1 und Art. 22 WRG). Ferner ist die Stromproduktion aus Wasserkraft, seit jeher *das* Rückgrat für die Versorgungssicherheit unseres Landes. Mit der vom Volk am 21. Mai 2017 beschlossenen EST-2050 und dem damit beschlossenen schrittweisen Ausstieg aus der Kernkraft hat die Bedeutung der Wasserkraft noch zusätzlich an Bedeutung gewonnen. Nebst der reinen Teuerung ist der Wert des Wassers im letzten Jahrhundert somit auch aus verschiedenen anderen, gewichtigen Gründen deutlich gestiegen. Der Preis von gegenwärtig CHF 110.--/kW_{brutto} ist deshalb absolut gerechtfertigt.

D. Starker Abbau von Arbeitsplätzen

- 5 Die Wassernutzungskonzessionen sind von den Berggemeinden und -kantonen auch deshalb erteilt worden, weil die Elektrizitätsgesellschaften die Schaffung von Arbeitsplätzen versprochen haben. Entsprechende Stellen sind anfänglich auch entstanden. Durch die Digitalisierung und weitere Rationalisierungsmassnahmen sind aber viele Arbeitsplätze, welche für den Betrieb der Kraftwerke erforderlich waren, gestrichen und/oder ausgelagert worden. Die Kraftwerke in den Alpen werden heute von den Konzernzentralen in Zürich, Baden, Olten oder Bern aus gesteuert. Der Unterhalt der Kraftwerke erfolgt zu einem guten Teil durch mobile Equipen oder Lieferanten bzw. externe Partner und nicht mehr durch fest angestellte Mitarbeitende vor Ort. Dasselbe gilt auch für den Netzbereich. Die Bedeutung der Elektrizitätsgesellschaften als Arbeitgeber in den Talschaften und damit ein wichtiger Gegenwert für die erteilten Konzessionen hat sich deshalb im Laufe der Zeit stark relativiert.

E. Mit dem Wasserkraftstrom werden Erträge erzielt

- 6 Die RKGK hat - gemeinsam mit den beiden Wasserkraftkantonen Aargau und Bern - bei der renommierten Beratungsfirma BHP - Hanser und Partner AG, Zürich, eine Studie zu den „Erträgen mit der Wasserkraft in den Jahren 2000 -2016“ sowie bei Prof. Dr. Karl Frauendorfer der Universität St.Gallen eine Studie zum „Erlöspotenzial der Schweizer Grosswasserkraft“ erstellen lassen, welche dieser Stellungnahme beigelegt werden (siehe Beilagen). Die Ergebnisse können in Kurzform wie folgt zusammengefasst werden:

- **Immer Gewinne geschrieben:** Im Betrachtungszeitraum 2000 bis 2015 hat die Elektrizitätsbranche als Ganzes mit der Wasserkraft Gewinne geschrieben, unabhängig von den auch in früheren Phasen bereits tiefen Marktpreisen und dem bestehenden Wasserzinssystem. Diese Gewinne variierten zwischen einem und vier Rappen pro Kilowattstunde für den Schweizer Markt und den Aussenhandel, wobei sie in den letzten Jahren tendenziell gesunken sind. Darin nicht berücksichtigt sind Zuschläge für die höhere Wertigkeit der Wasserkraft und die Systemdienstleistungen. Auch für die kommenden Jahre dürfte sich – sofern der Markt nicht vollständig geöffnet wird – an der Ertragslage wenig ändern. Der Grossteil der Gewinne entfällt auf den Schweizer Markt, d.h. sie wurden dadurch erwirtschaftet, dass die gemäss StromVG an Verteilnetzbetreiber gebundenen Konsumenten Elektrizitätspreise bezahlt haben, welche deutlich über den Produktionskosten der analysierten Partnerwerke lagen. Sofern die Teilliberalisierung des Schweizer Elektrizitätsmarkts aufrechterhalten wird, ist nicht davon auszugehen, dass die Gewinne in diesem Geschäftsfeld deutlich abnehmen. Zunehmende Schwierigkeiten bei anhaltend tiefen Marktpreisen haben vor allem diejenigen EVU zu erwarten, welche über wesentliche Anteile an Eigenproduktion ohne entsprechende Kunden im gebundenen Markt verfügen. Dies ist zwar eine klare Minderheit aller Unternehmen, es handelt sich dabei aber um sehr grosse Unternehmen.
- **Nutznussung mehrheitlich bei Aktionären:** Wird die Gewinnverwendung der Branche betrachtet, so kann festgestellt werden, dass das Entgelt aus Wasserzinsen seit 2003 mit Ausnahme von



zwei Jahren deutlich unterhalb der Dividendenzahlungen an die öffentliche Hand lag. In der Mehrheit der betrachteten Geschäftsjahre haben die Eigentümerkantone somit deutlich höhere Erträge erwirtschaftet als die Wasserkraftkantone.

- **Konstante Produktionskosten:** Die Produktionskosten (Rp./kWh) sind in den letzten 15 Jahren relativ konstant geblieben. Zwar wurden die Wasserzinsen erhöht, im Gegenzug dazu haben die Produktionsunternehmen jedoch von sinkenden Kapitalmarktsätzen profitiert, womit die höheren Wasserzinsen mehr als kompensiert wurden. Interessanterweise hat das gebundene Kapital nicht wesentlich abgenommen. Dies ist ein Hinweis darauf, dass in den letzten Jahren bei vielen Kraftwerken Reinvestitionen vorgenommen wurden. Aufgrund des Investitionszyklus und im Hinblick auf die Heimfälle (die Mehrheit davon in den nächsten 15 bis 30 Jahren) ist davon auszugehen, dass beim Bestand der Wasserkraftwerke das gebundene Kapital in den nächsten Jahrzehnten eher abnimmt und so eine weitere Entlastung auf der Zins- und Abschreibungsseite eintreten sollte.

F. Vollständige Datentransparenz als zentrales Element

- 7 Beim derzeit geltenden Modell des Wasserzinses mit einem pauschalen Maximalpreis melden die Konzessionäre den Kantonen lediglich die Jahresproduktion des Wasserkraftwerkes, worauf der im Produktionsjahr geschuldete Wasserzins ermittelt wird. Hingegen müssen die Konzessionäre und die dahinter stehenden Eigner keinerlei Daten über die Gestehungskosten und die mit dem produzierten Wasserkraftstrom erzielten Erlöse (Wertschöpfung) offenlegen. Sowohl ein Wechsel des Wasserzinsmodells hin zu einem Modell mit Ressourcenrente als auch eine punktuelle Wasserzinsreduktion als einzelfallweise Unterstützungsmassnahme würden als zentrales Gegenstück zwingend die Offenlegung dieser Daten bedingen. Denn namentlich eine Ressourcenrente ist nur auf Basis vollständiger Datentransparenz seitens der Elektrizitätsunternehmen und, subsidiär, der Aufsichtsbehörden in fairer Weise umsetzbar. Die derzeitige Informations-Asymmetrie zwischen dem Konzessionär und seinen Eignern einerseits und den Kantonen und Gemeinden andererseits ist bei der Umsetzung allfälliger neuer Modelle deshalb zwingend und vollständig auszugleichen.



III. ÜBERGANGSREGELUNG FÜR DAS WASSERZINSMAXIMUM (Art. 49 Abs. 1 und 1^{bis})

A. Koordination zwischen neuem Wasserzinsmaximum und neuem Marktmodell sachgerecht

- 8 Der Bundesrat muss der Bundesversammlung bis 2019 den Entwurf für ein neues „marktnahes“ Strommarktmodell unterbreiten (Art. 30 Abs. 5 nEnG¹). Deshalb ist die Bundesverwaltung daran, entsprechende Grundlagen aufzuarbeiten, die kommendes Jahr in die Vernehmlassung gesendet werden sollen. Das künftige Marktmodell bildet die Grundlage für die Ausgestaltung des künftigen Wasserzinsmodells. Eine seriöse Stellungnahme zu einem neuen Modell für das Wasserzinsmaximum wäre in Unkenntnis des neuen Marktmodells nicht möglich gewesen. Deshalb erachten wir die nun vorgeschlagene zeitliche und inhaltliche Koordination mit dem neuen Marktmodell im Grundsatz für geboten und sachgerecht.

B. Die vorgeschlagene Übergangsregelung wird aber strikte abgelehnt.

- 9 Der in den Vernehmlassungsunterlagen konkret unterbreitete Vorschlag für die Übergangsregelung **lehnen die Gebirgskantone aber strikte ab**, weil es aus nachfolgenden Gründen weder sachlich noch politisch gerechtfertigt ist, das derzeitige Wasserzinsmaximum zu senken:

1. Verfehlte Ursachenanalyse führt zu verfehltem Vorschlag als Hauptvariante

- 10 Im Erläuternden Bericht (EB) zur Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes (WRG) werden die Vorgänge dargelegt, die den internationalen und nationalen Energiemarkt und die Preisentwicklungen beeinflussen und zu einem vollkommen verzerrten Elektrizitätsmarkt geführt haben. Es sind dies zum weit überwiegenden Teil politische Entscheide oder eben unterlassene politische Entscheide. Entsprechend ist es völlig verfehlt zu behaupten, der Wasserzins untergrabe die Wettbewerbsfähigkeit und die Substanz der Wasserkraft. Der Wasserzins gehört nicht zu den Ursachen dieser Entwicklungen und deshalb ist es im Zusammenhang mit der Ursachenbekämpfung falsch, beim Wasserzins ansetzen zu wollen und die Wasserkraftkantone den Preis für den Ausgleich der Marktverzerrungen bezahlen zu lassen.

- 11 Zentrale Aufgabe des Bundesrates sowie des Bundesparlamentes ist deshalb dafür zu sorgen, dass der völlig verzerrte Elektrizitätsmarkt künftig so geordnet wird, dass die Wasserkraft wieder über gleichlange Spiesse im Wettbewerb verfügt. Nötig ist hierzu eine Kosten-Wahrheit für alle Stromerzeugungsarten und als Folge davon eine Internalisierung der bisher nicht eingepreisten externen Kosten. Realpolitisch ist dies ein anspruchsvolles und wohl auch längerdauerndes Unterfangen, weil mehrere EU-Länder ihre eigenen Produktionsformen durch offene und versteckte protektionistische Massnahmen schützen. Es ist deshalb nicht nachvollziehbar, weshalb die Schweiz ihre saubere und erneuerbare Wasserkraft nicht ebenfalls für solange schützt, bis am europäischen Markt tatsächlich mit gleichlangen Spiesen gekämpft wird.

2. Inakzeptabler Präjudizierungsversuch

- 12 Wie vorstehend erwähnt, verlangt Artikel 30 Absatz 5 nEnG vom Bundesrat die Ausarbeitung eines „marktnahen Modells“ für den nationalen Strommarkt. Im Umkehrschluss ist somit auch der Souverän der Ansicht, dass das gegenwärtige Marktssystem *marktfern* ist. Entsprechend kann ein neues

¹ Art. 30 Abs. 5 des neuen EnG lautet:

„5 Der Bundesrat unterbreitet der Bundesversammlung bis 2019 einen Erlässentwurf für die Einführung eines marktnahen Modells bis spätestens zum Zeitpunkt des Auslaufens der Unterstützungen für das Einspeisevergütungssystem“. Das Einspeisevergütungssystem läuft bis am 31. Dezember des fünften Jahres nach Inkrafttreten des neuen Energiegesetzes, also voraussichtlich bis zum 31. Dezember 2022.



Modell für das Wasserzinsmaximum - je nach konkreter Ausgestaltung - bestenfalls mit der Annäherung an den Markt begründet werden, sofern und soweit das neue Strommarktdesign zu mehr Markt führt, nicht aber die vorgeschlagene Übergangsregelung. Es ist deshalb verfehlt und auf der Basis einer korrekt interpretierten Ursachenanalyse nicht folgerichtig, wenn der Bundesrat ausführt, die Übergangsregelung sei „als vorbereitende Anpassung vor einer langfristigen Lösung zu sehen, welche in Zukunft durch die Flexibilisierung des Wasserzinses sichergestellt werden soll“ (Ziff. 1.3 des EB). Dieser Schluss ist, auf Basis der heutigen Erkenntnisse, nicht statthaft.

- 13 Mit genau derselben Begründung hätte der Bundesrat auch „indikative“ Vorschläge für das künftige Marktdesign in Vernehmlassung senden können, zumal bereits zahlreiche entsprechende Vorschläge in und ausserhalb der Bundesverwaltung analysiert und diskutiert worden sind. Dies hat er aber - im Gegensatz zum Modell für den Wasserzins - wohlweislich unterlassen.
- 14 Bevor also über eine Änderung des gegenwärtig geltenden Wasserzinsmaximums entschieden werden kann, müssen eine vollständig transparente Datengrundlage und das neue Strommarktmodell vorliegen. Erst und nur dann kann nämlich über die Notwendigkeit und allfälligerweise über das sachgerechte Ausmass von Anpassungen am Wasserzinsmodell befunden werden.
- 15 Der in den Vernehmlassungsunterlagen präsentierte Vorschlag für die Übergangsregelung erweckt den Eindruck, dass der Bundesrat ungeachtet der markt- bzw. preisgestaltenden Wirkung aus einem künftigen Marktmodell bereits heute der festen Ansicht ist, dass das künftige Wasserzinsmaximum erheblich gesenkt werden müsse. Eine objektiv nicht belastbare vorgefasste Meinung als Grundlage für die vorgeschlagene Übergangsregelung zu verwenden, ist unsachlich und für die Gebirgskantone nicht akzeptabel.

3. Inkonsistente Argumentation des Bundesrates

- 16 Vorschläge zur raschen Stärkung der Wasserkraft sind vom Bundesrat in der Junisession 2017 vehement als **unzulässige wirtschaftspolitische Massnahme** bekämpft worden. Es gehe nicht an, gewisse Unternehmen zu entlasten und dies unter Belastung der Haushalte und KMU. Bundespräsidentin Leuthard führte als zuständige Departementsvorsteherin im Namen des Bundesrates diesbezüglich wörtlich was folgt aus:

„Wir sind nicht da, um Unternehmen zu retten. Wir sind nicht primär da, um Fehlentscheide von Managements durch den Steuerzahler zu schützen. Wir sind nicht dazu da, um hohe Kredite, die viele Rechnungen belasten, jetzt vom Bund her zu lösen. Das sind primär unternehmerische Aufgaben. Man ist auch dran und hat die Unternehmen neu organisiert. Das ist am Laufen. Deshalb meine ich effektiv, dass der Antrag Wasserfallen dieses Problem nicht auf die lange Bank schieben will. Er sagt, dass wir, wie die Kommission das vorhatte, hier etwas tun müssen, dass es aber nicht nur wirtschaftspolitisch für die Unternehmen begründet sein kann. Es muss auch energiepolitisch und für die Konsumenten, die diese Preise zu bezahlen haben, stimmen. Es muss eine nachhaltige Lösung sein“ (Amtliches Bulletin, Nationalrat Sommersession 2017, Zweite Sitzung, 30.05.17, 08h00; Geschäft 16.035).

- 17 Auf die Frage von Nationalrat Beat Jans, ob das UVEK zur Schaffung von Transparenz bereit sei, bei allen Wasserkraftwerken der Schweiz eine Anfrage durchzuführen und zu verlangen, dass die Zahlen offengelegt werden, antwortete die Departementsvorsteherin namens des Bundesrates was folgt:

„Wir haben keine rechtlichen Grundlagen, um so etwas zu tun. Ich kann doch nicht sagen, jetzt müssen mir alle Unternehmen ihre Bilanzen und ihre Buchhaltung offenlegen. Sie dürfen das freiwillig tun. Sie gehen jetzt einfach davon aus, alle Wasserkraftwerke seien fast nahe am Konkurs. Ich kann das nicht bestätigen, ich kann es aber auch nicht widerlegen. Wir haben - das hat Ihre Subkommission seinerzeit gemacht, Herr Nationalrat Grunder hat



sie geleitet - gewisse anonymisierte Daten über die Kosten der Wasserkraft erhalten. Sie waren anonymisiert - ob das alles stimmt, können wir nicht nachprüfen, denn der Bund, der Staat hat nicht das Recht, Einblick in privatrechtliche Unternehmen zu erhalten und alle Details zu verlangen; es ist nicht möglich. Die Eigentümer - sprich Kantone, Gemeinden - könnten das tun, aber die Daten wurden uns bislang nicht zur Verfügung gestellt. Deshalb ist die Datenlage unvollständig, da stimme ich mit Ihnen überein. Aber wir können nicht einfach, nur weil es spannend wäre, von den Unternehmen jetzt die Bilanzen verlangen und Details darüber, was wie hohe Kosten verursacht, was rentiert und was nicht rentiert. Deshalb glaube ich, bevor man den Unternehmen unter die Arme greifen sollte - das wurde auch mal diskutiert -, sollte man verlangen, dass sie ihre Zahlen offenlegen. (...)"(Amtliches Bulletin, Nationalrat Sommersession 2017, Zweite Sitzung, 30.05.17, 08h00; Geschäft 16.035).

- 18 Das Bundesamt für Energie hat mit Briefen vom 27. Juni 2017 inzwischen eine Umfrage bei allen Kraftwerkunternehmungen eingeleitet, um an entsprechende Daten zu gelangen. Bedauerlicherweise beschränkt sich die Umfrage alleine auf die Kostenseite und klammert die Ertragsseite vollständig aus. Auch die Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) vertritt in ihrem Bericht zuhanden der UREK des Nationalrates, worin sie die Finanzlage der Elektrizitätsunternehmungen analysiert, die Ansicht, dass auch die Erlösseite in die Rentabilitätsbetrachtungen mit einzubeziehen ist (vgl. Artikel „Malt die Strombranche zu schwarz?“ in der NZZ vom 08. Juli 2017).
- 19 Obwohl also der Bundesrat im Nationalrat wirtschaftspolitische Massnahmen abgelehnt hat, obwohl seitens des Bundesrates eine Verantwortung des Staates zur Rettung von Unternehmen abgelehnt wird und obwohl der Bundesrat darlegt, über keine belastbaren Datengrundlagen zur Rentabilitätssituation der Wasserkraftwerke zu verfügen, schlägt er drei Wochen nach der Debatte im Nationalrat in den vorliegend zu beurteilenden Vernehmlassungsunterlagen eine Senkung des Wasserzinsmaximums als Übergangsregelung vor. Dies mit der Begründung, dass es „über die Marktprämie hinaus eine Entlastung der Betreiber“ benötige (Ziff. 1.3 des EB). Dieses Vorgehen ist inkonsistent und die Gebirgskantone empfinden es als Affront; im Ergebnis würde eine wirtschaftspolitische Massnahme nun durch die Hintertüre eingeführt - neu mit dem Unterschied, dass diese sich nun einfach einseitig und allein zulasten der Berggemeinden und -kantone auswirken würde und der Bund, die übrigen Kantone und alle übrigen Stakeholder von der Lastentragung im Gegenzug gänzlich befreit bleiben würden. Weshalb mit der vorgeschlagenen Wasserzinssenkung wirtschaftspolitische Massnahmen plötzlich gerechtfertigt sein sollen, nachdem sie nur drei Wochen zuvor vehement abgelehnt worden sind, lässt sich jedenfalls nicht sachlich erklären und ist entsprechend auch nicht nachvollziehbar.
- 20 Die vom Bundesrat vorgeschlagene Übergangsregelung beim Wasserzins steht somit im Widerspruch zu seiner eigenen Haltung, die er nur drei Wochen vor Eröffnung der Vernehmlassung im Nationalrat vertreten hat. Deshalb fordern die Gebirgskantone den Bundesrat mit Nachdruck auf, eine konsistente und verlässliche Haltung einzunehmen. Die vorgeschlagene Wasserzinssenkung, die zudem explizit auch noch als „vorbereitende Anpassung im Hinblick auf die langfristige Lösung“ dienen soll, obwohl die Grundlagen für die künftige Ausgestaltung des Marktes noch gar nicht vorliegen, ist nichts anderes als eine wirtschaftspolitische Massnahme, wie sie vom Bundesrat in der Junisession noch vehement bekämpft worden ist.

4. Ungerechtfertigte Giesskannensubvention

- 21 Der Bundesrat bestätigt im EB, dass rund 50 Prozent der Wasserkraftproduktion in der Grundversorgung abgesetzt wird, wo bekanntlich das sogenannte Gestehungskostenprinzip gilt, bei dem *sämtliche Kosten gedeckt* werden. Deshalb hat dieser Teil der Wasserkraft per Definition gar keine Rentabilitätsprobleme und benötigt somit auch keine Wasserzinssenkung. Dementsprechend erweist sich die für die Übergangsregelung vorgeschlagene Hauptvariante zu mindestens 50 Prozent als unnötige Giesskannensubvention. Auch unter diesem Gesichtspunkt mangelt es der vorgeschlagenen Hauptva-



riante an einer sachlichen und politischen Notwendigkeit. Die im EB für die Hauptvariante und gegen eine differenzierte Betrachtung der unterschiedlichen Marktverhältnisse ins Feld geführten Vollzugsprobleme (Ziff. 1.3 EB) vermögen jedenfalls nicht ernsthaft eine Giesskannensubvention zu rechtfertigen.

5. Indirekte Kompensierung der Marktprämie durch die Wasserkraftkantone

- 22 Am 21. Mai 2017 hat das Volk das neue Energiegesetz (nEnG) als erstes Massnahmenpaket zur Umsetzung der Energiestrategie 2050 (EST-2050) angenommen. Das nEnG enthält eine Marktprämie für Grosswasserkraftwerke, die den Beweis erbringen, dass sie mit Rentabilitätsproblemen kämpfen (Verlust-Nachweis). Für die Unterstützung dieser Werke werden bei den Konsumenten 0,2 Rp./kWh erhoben, womit jährlich rund CHF 120 Millionen zur Verfügung stehen. Zudem sind diese Werke von der Durchschnittspreismethode befreit, was eine zusätzliche Entlastung bedeutet².
- 23 Die vom Bundesrat vorgeschlagene Wasserzinssenkung würde nun aber im Ergebnis zu einer teilweisen Kompensation der bei den Konsumenten erhobenen Abgabe von 0.2 Rp/kWh führen. Von einer solchen Massnahme war vor der Abstimmung keine Rede. Das Stimmvolk hat der EST-2050 im Bewusstsein dieser Zusatzbelastung zugestimmt und damit zum Ausdruck gebracht, dass es bereit ist, diese Zusatzbelastung zu tragen. Mit der vorgeschlagenen Wasserzinssenkung soll dieser Volksentscheid gemäss Vorschlag des Bundesrates bereits einen Monat nach der Abstimmung durch die Hintertüre zu Lasten der Wasserkraftkantone umgestossen werden. Dieses Vorgehen ist staatspolitisch bedenklich und nicht tolerierbar.

6. Opfersymmetrie - fehlende Beteiligung des Bundes

- 24 Bemerkenswert am Vernehmlassungsvorschlag ist sodann, dass sich der Bund bei der Lösung der Rentabilitätsprobleme in keiner Weise selber beteiligt und dies obwohl die Wasserkraft der zentrale Pfeiler der EST-2050 bildet. Mit anderen Worten: Der Bund verlangt von allen anderen (Eigentümer, Konsumenten, Wasserkraftkantone) ein Entgegenkommen, welches er für sich selbst aber strikte zurückweist. Dies ist inakzeptabel. Wenn Teile der Schweizer Wasserkraft tatsächlich mit politisch bedingten Rentabilitätsproblemen zu kämpfen haben, muss sich im Sinne einer echten Opfersymmetrie zwingend auch der Bund mit eigenen Mitteln an der Problemlösung beteiligen. Will der Bund somit an seinem Vorschlag für die Übergangsregelung festhalten, fordern die Gebirgskantone, dass er konkrete und wirksame Vorschläge unterbreitet, wie auch er sich mit eigenen Mitteln im Sinne einer Opfersymmetrie dort, wo ausgemachter Handlungsbedarf besteht (d.h. im Einzelfall für allfällig notleidende Elektrizitätsunternehmen), beteiligt.

7. Dauer der Übergangsregelung

- 25 Die vorgeschlagene Übergangsregelung ist bis Ende 2022 befristet. Folglich rechnet der Bundesrat fest mit dem verbindlichen Inkrafttreten des neuen Strommarktmodells per 1. Januar 2023. Dies *kann* der Fall sein, *muss* es aber nicht. Die Erarbeitung eines neuen Marktmodells ist komplex und die Beratungen darüber werden erfahrungsgemäss kontrovers ausfallen und viel Zeit beanspruchen. Der Gesetzgebungsprozess beim StromVG und bei der EST-2050 sind diesbezüglich zwei Schulbeispiele. Es sei auch daran erinnert, dass der Bundesrat in der Junisession noch verlauten liess, dass er für das neue Marktmodell über verschiedene Ansätze verfüge und im Ergebnis soweit sei, dass die Ergebnisse im Herbst 2017 vertieft seien³. Einem Rundschreiben vom 20. Juni 2017 des Bundesamtes für

² BFE-Faktenblatt vom 21. März 2017, S. 2, abrufbar unter:
https://www.uvek.admin.ch/dam/uevek/de/dokumente/energie/faktenblatt5-energiegesetz-wasserkraft.pdf.download.pdf/06_Faktenblatt_5_Wasserkraft.pdf

³ Votum Bundespräsidentin Leuthard: „Deshalb meine ich effektiv, dass der Antrag Wasserfallen dieses Problem nicht auf die lange Bank schieben will. Er sagt, dass wir, wie die Kommission das vorhatte, hier etwas tun müssen, dass es aber nicht nur wirtschaftspo-



Energie ist dann aber bereits zu entnehmen, dass erst *Ende Sommer 2018* mit einer Vernehmlassungsvorlage für ein neues Marktdesign zu rechnen sei⁴. Folgerichtig ist es, zusammenfassend deshalb angezeigt, die Dauer der Übergangsregelung nicht an eine konkrete Jahreszahl, sondern an die *Inkraftsetzung* des neuen Marktmodells zu knüpfen. Nur dies gewährleistet eine echte Koordination.

C. Zusammenfassung

- 26 Gestützt auf die vorstehenden Erwägungen **beantragen** wir die derzeitige Wasserzinsregelung bis zum Inkrafttreten des marktnahen Modells gemäss Art. 30 Abs. 5 nEnG zu verlängern:

ANTRAG:

Änderung von Art. 49 Abs. 1, erster Satz:

¹ Der Wasserzins darf **bis zum Inkrafttreten des marktnahen Modells gemäss Artikel 30 Absatz 5 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG)** jährlich 110 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung nicht übersteigen. (...)

Änderung von Art. 49 Abs. 1^{bis}:

Aufheben.

litisch für die Unternehmen begründet sein kann. Es muss auch energiepolitisch und für die Konsumenten, die diese Preise zu bezahlen haben, stimmen. Es muss eine nachhaltige Lösung sein. Wir haben sie auch noch nicht. Wir haben verschiedene Ansätze. Das haben wir der Kommission mitgeteilt und gesagt: Im Herbst sind wir so weit, dass wir die Ergebnisse vertieft haben“ (Amtliches Bulletin, Nationalrat Sommersession 2017, Zweite Sitzung, 30.05.17, 08h00; Geschäft 16.035).

⁴ Brief vom 20. Juni 2017 des Bundesamtes für Energie an die Stakeholder der Revision des Stromversorgungsgesetzes.



IV. ALTERNATIVVARIANTE FÜR DIE ÜBERGANGSREGELUNG (Art. 49 Abs. 1 und 1^{bis})

A. Einleitung

- 27 Der EB zur Teilrevision - nicht aber auch der konkret vorgelegte Gesetzestext - enthält für die Übergangsregelung einen Alternativvorschlag. Diesem entsprechend soll es nur punktuelle Wasserzinsreduktionen für klar defizitäre Kraftwerke geben, wobei als Voraussetzung die Marktprämienberechtigung für Grosswasserkraftwerke gemäss Artikel 30 nEnG herangezogen werden könne.

B. Grundsätzliche Haltung

- 28 Die oben in Kapitel III. enthaltenen Erwägungen zur verfehlten Ursachenanalyse (Ziff. III./B./1.), zum inakzeptablen Präjudizierungsversuch (Ziff. III./B./2.), zur inkonsistenten Argumentation des Bundesrates (Ziff. III./B./3.), zur mangelnden Beteiligung des Bundes (Ziff. III./B./5.) und zur nicht sachgerecht geregelten Geltungsdauer der Übergangsregelung (Ziff. III./B./7.) gelten gleichermaßen auch für die Alternativvariante, weshalb ausdrücklich darauf verwiesen wird. Vor diesem Hintergrund besteht grundsätzlich auch keinerlei sachliche und politische Notwendigkeit für punktuelle Wasserzinssenkungen. Auch die ElCom gelangt in ihrer Analyse vom 26. Juni 2017 zuhanden der UREK des Nationalrates zum Schluss, dass allfällige Unterdeckungen von den Gesellschaften getragen werden können und auch sollen.

C. Alternativvariante nur unter klaren Bedingungen

- 29 Im Sinne der von den Gebirgskantonen mit den Elektrizitätsgesellschaften gepflegten partnerschaftlichen Politik waren und sind die Gebirgskantone bereit, Unterstützungsmassnahmen zu prüfen, wenn eine Gesellschaft nachweislich Schwierigkeiten hat. Deshalb verschliessen sich die Gebirgskantone einer Übergangsregelung mit punktuellen (einzelfallweisen) Wasserzinsreduktionen nicht generell. Dabei muss aber folgender zwingender Grundsatz gelten: „**Wer über die Marktprämie hinaus eine Unterstützung beanspruchen will, der muss vollständige Datentransparenz gewährleisten**“. In diesem Sinne konkretisieren die Gebirgskantone den Alternativvorschlag des Bundesrates mit folgenden **zwingenden und kumulativ zu erfüllenden Bedingungen (Anspruchsvoraussetzungen)**:

- 1) Die Prüfung einer punktuellen Wasserzinsreduktion erfolgt nur dann, wenn eine Marktprämie ausgerichtet wird;
- 2) Die Berechnung der punktuellen Wasserzinsreduktion erfolgt nur unter vorangehender vollständiger Anrechnung der ausgerichteten Marktprämie;
- 3) Die punktuelle Wasserzinsreduktion wird ausschliesslich auf dem nachweislich am Markt abgesetzten Wasserkraftstrom gewährt (nicht auch auf dem in der Grundversorgung abgesetzten Wasserkraftstrom);
- 4) Zusätzlich zu den für die Ausrichtung der Marktprämie geltenden Kriterien haben die Gesuchsteller und Gesuchstellerinnen vollständige Transparenz zur Kosten- und Erlösseite zu gewährleisten;
- 5) Auf der Kostenseite werden keine Eigenkapital-Verzinsungen akzeptiert;
- 6) Die Eigner der Kraftwerkgesellschaft haben einen Dividendenverzicht zu erklären;
- 7) Die Eigner der Kraftwerkgesellschaft haben sich in zumutbarer Weise an der Problemlösung zu beteiligen;



- 8) Die punktuelle Wasserzinsreduktion wird gewährt, soweit dies zur Deckung der Gestehungskosten des einzelnen Kraftwerkes erforderlich ist, maximal jedoch im Umfange von CHF 10.00/kW_{brutto} (Senkung von CHF 110/kW_{brutto} auf CHF 100/ kW_{brutto});
- 9) Die punktuelle Wasserzinsreduktion erfolgt in Form einer Stundung, d.h. die entsprechende Kraftwerksgesellschaft muss die erhaltene Reduktion zurückzahlen, wenn sie wieder Gewinn erzielt;
- 10) Der Bund muss sich seinerseits mit eigenen Mitteln an der Unterstützung des entsprechenden Kraftwerkes beteiligen.

D. Antrag zur Konkretisierung der Alternativvariante

- 30 Gestützt auf die vorstehenden Erwägungen stellen die Gebirgskantone nachstehenden Antrag zur Konkretisierung des vom Bundesrat unterbreiteten Alternativvorschlags. Die Unterstützungen des Bundes sind von diesem noch zusätzlich auf Gesetzesebene zu regeln. Zudem ist auch noch zu prüfen, ob einzelne Bestimmungen allenfalls auch auf Verordnungsebene verankert werden können:

ANTRAG:

Änderung von Art. 49 Abs. 1, erster Satz:

¹ Der Wasserzins darf *bis zum Inkrafttreten des marktnahen Modells gemäss Artikel 30 Absatz 5 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG)* jährlich 110 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung nicht übersteigen. (...)

Änderung von Art. 49 Abs. 1^{bis}, 1^{ter} und 1^{quater} (neu):

^{1bis} *Bis zum Inkrafttreten des marktnahen Modells gemäss Artikel 30 Absatz 5 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG) wird der Wasserzins jährlich um CHF 10 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung, höchstens aber bis zur Deckung der Gestehungskosten, gesenkt, wenn die Betreiber von Grosswasserkraftanlagen im Sinne von Art. 30 Absatz 1 und 2 EnG bzw. ihre Eigner den Nachweis erbringen, dass die Gestehungskosten der Elektrizität aus diesen Anlagen trotz Anrechnung der Marktprämie gemäss Art. 26 EnG sowie nach Abzug einer Eigenkapitalverzinsung, nach einem Dividendenverzicht und nach zumutbaren Stützungsmaßnahmen der Eigner sowie nach Unterstützungen des Bundes nicht gedeckt werden können.*

^{1ter} *Verkaufen die Betreiber bzw. ihre Eigner im Sinne von Art. 30 Absatz 1 und 2 EnG die Elektrizität aus den Anlagen am Markt wieder über den Gestehungskosten ist die gewährte Reduktion gemäss Absatz 1^{bis} an den Bund und die Kantone zurückzuzahlen. Letztere verteilen die Rückzahlungen nach Massgabe ihres Rechts anteilmässig auf die wasserzinsberechtigten Gemeinwesen.*

^{1quater} *Der Bundesrat regelt die Einzelheiten, insbesondere:*

- a. *die Anforderungen an die vollständige Übersicht über die Gestehungskosten der Elektrizität der betroffenen Anlagen sowie über die mit dieser erzielten Erlöse;*
- b. *die vom Gesuchsteller für den Dividendenverzicht zu erfüllenden Kriterien;*
- c. *die Kriterien für zumutbare Stützungsmaßnahmen der Gesellschaftseigner;*
- d. *die Ausgestaltung der Stundungsbedingungen;*
- e. *die Unterstützungen des Bundes.*



IV. ERMÄSSIGUNG WASSERZINS BEI GEWÄHRUNG VON INVESTITIONSBEITRÄGEN (Art. 50a)

- 31 Dieser Teil der vorgeschlagenen WRG-Teilrevision geht auf die Motion der UREK-S vom 26. August 2014 zurück (14.3668). Der Vorschlag zur kompletten Wasserzinsbefreiung im Falle einer Gewährung von Investitionsbeiträgen gemäss EnG gründet auf dem Gedanken, dass die verleihenden Gemeinwesen keinen Wasserzins erhalten sollen, wenn das Kraftwerk nur dank Investitionshilfen aus dem entsprechenden Netzzuschlag realisiert werden kann. Die Gebirgskantone lehnen diesen Vorschlag nicht grundsätzlich ab. Der vorgeschlagene komplette Wasserzinsverzicht für die Baufrist und während 10 Jahren ab Inbetriebnahme des Werkes hat aber den gravierenden Mangel einer nicht nötigen Starrheit an sich, sowohl bezüglich des Verzichtumfangs als auch bezüglich dessen Dauer.
- 32 Die vorgeschlagene Regelung ist nicht sachgerecht und verunmöglicht eine Gleichbehandlung der Kraftwerke. Zum einen bewirken die Massnahmen (Neuanlage, erhebliche Erweiterung, erhebliche Erneuerung) unterschiedliche Leistungserhöhungen. Zum andern werden sowohl die Investitionen der Kraftwerke als auch die Höhe der ausgerichteten Investitionshilfen sehr unterschiedlich ausfallen. Es ist eine gesetzliche Grundlage zu schaffen, die **massgeschneiderte Lösungen** zulässt. Zusammenfassend **unterbreiten die Gebirgskantone** deshalb folgenden **Gegenvorschlag**:

ANTRAG:

Änderung von Art. 50a:

¹ Bei Wasserkraftwerken, für die ein Investitionsbeitrag nach Art. 26 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG) ausgerichtet wird, gelten die folgenden Ermässigungen:

- a. Für eine Neuanlage (Art. 24 Abs. 1 Bst. b Ziff. 1 EnG): **Eine Ermässigung des Wasserzinses, die sich bezüglich Umfang und Dauer aufgrund der getätigten Investition, dem erhaltenen Investitionsbeitrag und der gesamten Bruttogleistung richtet. Bezüglich Dauer ist eine maximale Befreiung während der für den Bau bewilligten Frist und während 10 Jahren ab der Inbetriebnahme möglich. Bezüglich des Umfangs kann der Wasserzins teilweise oder gänzlich ermässigt werden.**
- b. Für eine erhebliche Erweiterung einer bestehenden Anlage (Art. 24 Abs. 1 Bst. b Ziff. 2 EnG): **Eine Ermässigung des Wasserzinses richtet sich nach den Kriterien gemäss Buchstabe a, wobei ausschliesslich die zusätzliche Bruttogleistung massgebend ist.**
- c. Für eine erhebliche Erneuerung einer bestehenden Anlage (Art. 24 Abs. 1 Bst. b Ziff. 2 EnG): **Eine Ermässigung des Wasserzinses richtet sich nach den Kriterien gemäss Buchstabe a, wobei die zusätzliche Bruttogleistung nur dann mitberücksichtigt wird, wenn eine solche erfolgt.**

² Sinngemässe Ermässigungen gelten auch für die besonderen Steuern nach Artikel 49 Absatz 2.



V. GRENZKRAFTWERKE - ABSTIMMUNG IM INTERNATIONALEN VERHÄLTNIS (Art. 7 und Art. 49 Abs. 1 letzter Satz)

- 33 Gemäss Ausführungen im EB bewirkt dieser Vorschlag keine materielle Änderung zum geltenden Recht (Ziff. 1.2 in fine). Damit mangelt es der vorgeschlagenen Anpassung eigentlich an der fundamentalen Voraussetzung für eine Gesetzesrevision. Es ist auch nicht ersichtlich, wo der Nutzen der vorgeschlagenen Gesetzesänderung liegen soll. Die Gebirgskantone lehnen den unterbreiteten Vorschlag nicht grundsätzlich ab, **verlangen aber in der Botschaft klarere Aussagen zum nachweislichen Nutzen des Revisionsvorschlages. Zugleich behaften sie den Bund bei seiner Aussage, dass diese Teilrevision keinerlei materielle Änderung zum geltenden Recht, namentlich im Verhältnis zu den betroffenen Kantonen, hat. Auch diesbezüglich ist eine explizite Zusicherung in der Botschaft des Bundesrates erwünscht.**

VI. BERECHNUNG DER BRUTTOLEISTUNG (Art. 51 Randtitel und Abs. 1)

- 34 Da dieser Teil des Revisionsvorschlages eine bloss sprachliche Präzisierung enthält, haben wir **keine Bemerkungen.**

VII. FLEXIBILISIERUNG DES WASSERZINSMAXIMUMS (Konsultativbefragung)

A. Unkoordiniertes Vorgehen

- 35 Wie bei Ziff. II./A. einleitend erwähnt, ist eine seriöse Stellungnahme zu einem neuen Modell für das Wasserzinsmaximum in Unkenntnis des neuen Modells für den Strommarkt nicht möglich. Wir erachten es deshalb auch nicht für adäquat, im EB ein konkretes Modell für die Flexibilisierung des Wasserzinsmaximums zu präsentieren, obwohl dieses explizit nicht Teil der Vorlage bildet.
- 36 Mit genau denselben Gründen hätten auch Vorschläge für das künftige Marktmodell unterbreitet und einer „Konsultation“ unterbreitet werden können, zumal auch diesbezüglich verschiedene Modelle bereits verwaltungsintern und -extern diskutiert worden sind. Das Vorgehen ist umso unverständlicher, als vom Bundesrat in der Junisession wiederholt und mit Nachdruck darauf hingewiesen worden ist, dass es eine *Gesamtschau* benötige, um konsistente Lösungen zu finden.

B. Unhaltbarer Versuch zur Schaffung eines Präjudizes

- 37 Es ist für die Gebirgskantone deshalb offensichtlich, dass mit der Präsentation des flexiblen Modells und der in diesem Zusammenhang erwähnten „indikativen“ Zahlen die erst noch zu führende Diskussion zum neuen Modell für das Wasserzinsmaximum präjudiziert werden soll. Die als Übergangsregelung vorgeschlagene Senkung auf CHF 80.--/kW_{brutto} dient - aus dieser Betrachtung - einzig dem Zweck, einen psychologischen „Anker“ zu setzen, um das Wasserzinsmaximum dann von einer bereits reduzierten Basis aus in einem nochmaligen, gleichgrossen Schritt auf letztlich CHF 50.--/kW_{brutto} (Sokkel) zu senken.
- 38 In unseren vorstehenden Erwägungen zum Hauptvorschlag haben wir aber eingehend dargelegt, dass bereits die als Übergangsregelung vorgeschlagenen Senkung des Wasserzinsmaximums auf CHF 80.--/kW_{brutto} unter mehreren Aspekten sachlich nicht gerechtfertigt ist und allerhöchstens *einzelfallweise*,



an *klare Anspruchsvoraussetzungen* geknüpfte Wasserzinssenkungen in Frage kommen können. Entsprechend sind die Gebirgskantone auch in keiner Weise bereit, „die *Übergangslösung als vorbereitende Anpassung vor einer langfristigen Lösung zu sehen*“, wie dies im EB ausgeführt wird (EB, Ziff. 1.3).

- 39 Gestützt auf die vorstehenden Erwägungen, weil das Modellbeispiel nicht Gegenstand der heutigen Vorlage bildet und weil ein künftiges Modell für das Wasserzinsmaximum nicht ohne Kenntnis des künftigen Marktmodells seriös beurteilt werden kann, **verzichten die Gebirgskantone im gegenwärtigen Zeitpunkt auf eine nähere Stellungnahme zum präsentierten flexiblen Modell für das Wasserzinsmaximum**. Auf eine Stellungnahme kann sich die RKGK erst einlassen, wenn die Ausgestaltung des neuen Strommarktmodells bekannt ist. Die Gebirgskantone halten aber bereits heute in aller Deutlichkeit fest, welche **fundamentalen Eckpunkte** ein künftiges Modell **zwingend** abdecken muss:

ZWINGENDE ECKPUNKTE FÜR EIN KÜNFTIGES WASSERZINSMODELL

- Das Modell muss die **gesamte jeweils mögliche Wertschöpfung** abbilden, die mit der Wasserkraftnutzung erzielt werden kann (z.B. Einbezug von Erlösen aus Systemdienstleistungen, Zertifikaten, Kapazitätzuschlägen sowie Handelsprodukten, wie Intraday-Handel u.a.). Nur dann ist nämlich wirklich gewährleistet, dass die Wasserkraftkantone in fairer Weise an der sogenannten Ressourcenrente partizipieren. Mit anderen Worten reicht es in keiner Weise aus, die Ressourcenrente alleine von einem Börsenpreis abhängig zu machen.
- Die Kraftwerkgesellschaften bzw. deren Eigner sind zur **vollständigen Transparenz** zu verpflichten, d.h. sie haben gegenüber den Kantonen bezüglich Kosten und Erlöse mindestens folgende Angaben zu machen:
 - 1) Bekanntgabe der tatsächlich turbinieren Wassermengen und der detaillierten Turbinierungsstunden jeweils per Ende Jahr auf einer öffentlich zugänglichen Internetseite (Homepage);
 - 2) Nachweis der Gestehungskosten unter Ausklammerung von Eigenkapital-Renditen und Dividenden. Allfällige Overheadkosten sind plausibel nachzuweisen;
 - 3) Bekanntgabe, wie die im Kraftwerk produzierte Elektrizität in welchen Märkten (SDL-Markt sowie künftig andere Märkte) eingesetzt wurde und welche Erträge dadurch erzielt worden sind;
 - 3) Bekanntgabe, welcher Anteil des in der Anlage produzierten Stroms als Ökostrom und mit welchem Erlös verkauft worden ist;
 - 4) Bekanntgabe, wieviel Strom aus der betreffenden Anlage im geschlossenen Markt abgesetzt worden ist bzw. welcher Anteil dem Kraftwerk zugerechnet wird;
 - 5) Bekanntgabe, welche Handelsgewinne erwirtschaftet wurden und welche auf den Einsatz bzw. das Vorhandensein des Kraftwerks zurückzuführen sind.
- Die Behandlungen dieser Daten durch die Kantone untersteht der **Vertraulichkeit analog dem Steuerrecht**.
- Die Datentransparenz muss - zu Plausibilierungs- und anderweitig vollzugsseitig begründeten Zwecken - zusätzlich, zumindest aber **subsidiär, unter Einbezug von staatlichen Aufsichtsbehörden wie die ElCom** sichergestellt werden können.
- Das Modell darf **keinerlei Wälzung des Wasserzinses über einen Netzzuschlag** vorsehen;
- Das Modell ist so zu gestalten, dass Gemeinden und Kantone **auch künftig noch bereit sind, Konzessionen zu verleihen**.



DIE GEBIRGSKANTONE

Ripartiziun confederale d'als Giebirgskantone
Conférence gouvernementale des cantons alpins
Conférenza dei governi dei cantoni alpini
Confederenca da las repartenz dals chantuns alpins

Wir danken Ihnen nochmals für die Möglichkeit zur Stellungnahme und wir ersuchen den Bundesrat unseren Argumenten bei der Überarbeitung der Vorlage ernsthafte Beachtung zu schenken.

Mit freundlichen Grüßen

REGIERUNGSKONFERENZ DER GEBIRGSKANTONE

Der Präsident:

Der Generalsekretär:

Dr. Christian Vitta

Fadri Ramming

Beilagen:

- „Erträge mit der Wasserkraft in den Jahren 2000 -2016“ - Grundlagenbericht 28.08.2017; erstellt im Auftrag der Gebirgskantone und der Kantone Aargau und Bern durch BHP - Hanser und Partner AG, Zürich
- „Das Erlöspotenzial der Schweizer Grosswasserkraft“ - Studie vom 28.08.2017; erstellt im Auftrag der Gebirgskantone durch Prof. Dr. Karl Frauendorfer, Institute für Operations Research und Computational Finance, Universität St.Gallen

Kopie an:

- revision-wrg@bfe.admin.ch

Regierungsrat, Rathausstrasse 2, 4410 Liestal

Bundesamt für Energie
Sektion Wasserkraft
3003 Bern

Liestal, 17. Oktober 2017
BUD/AUE/SKr/MKo/43015

Revision Wasserrechtsgesetz: Eröffnung des Vernehmlassungsverfahrens

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin Leuthard
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken für die Möglichkeit, eine Stellungnahme zur Revision des Wasserrechtsgesetzes abzugeben. Wir nehmen zu folgenden Punkten Stellung:

- Übergangsregelung für das Wasserzinsmaximum von 2020 – 2022
- Neues flexibles Wasserzinsmodell ab 2022
- Variante „notleidende Kraftwerke“
- Präzisierungen hinsichtlich innerstaatlicher Zuständigkeiten für die Grenzkraftwerke

Übergangsregelung für das Wasserzinsmaximum von 2020 – 2022

Die vorgeschlagene Senkung der Wasserzinsen von aktuell 110 CHF/kW_{br} auf 80 CHF/kW_{br} hat für den Kanton Basel-Landschaft direkte finanzielle Konsequenzen. Wie Sie im erläuternden Bericht korrekt ausweisen, betragen die jährlichen Wasserzinseinnahmen unseres Kantons rund CHF 3.6 Mio. Mit der angedachten Senkung reduzieren sich diese Einnahmen somit um rund CHF 1 Mio.

Der Kanton Basel-Landschaft hat als Aktionär der beiden Grenzwasserkraftwerke Augst (20% des Aktienkapitals) und Birsfelden (25% des Aktienkapitals) zwei verschiedene Sichtweisen auf das Thema Wasserzinsen. Mit den Beteiligungen an den Kraftwerksgesellschaften ist der Kanton einerseits bestrebt, der Bevölkerung einen Beitrag an eine günstige, sichere und erneuerbare Stromproduktion zu leisten. Andererseits stellen die Einnahmen, in Zeiten von eher knappen Staatsfinanzen, eine sehr willkommene Entlastung dar.

Wir anerkennen die momentan sehr schwierige europäische Strommarktlage, mit sehr tiefen Marktpreisen aufgrund von Überkapazitäten bei der Stromproduktion (sowohl erneuerbare als auch fossile). Bei den beiden erwähnten Kraftwerken im Kanton Basel-Landschaft betragen die öffentlichen Abgaben (Wasserzinsen und Steuern) bis zu einem Drittel der Gestehungskosten. Dies in einer Zeit, in der die erneuerbare Stromproduktion mit anderen Umwandlungstechniken (Wind, Photovoltaik etc.) in ganz Europa stark subventioniert wird. Es ist seit geraumer Zeit sehr schwierig den mittels Wasserkraft produzierte Strom am Markt gewinnbringend zu verkaufen.

Diese Situation ist für die einheimische Wasserkraftwirtschaft mit Sicherheit nicht mehr tragbar, weshalb wir der vorgesehenen Senkung auf 80 CHF/kW_{br} zustimmen.

Neues flexibles Wasserzinsmodell ab 2022

Das neue angedachte Wasserzinsmodell ab 2022 ist nicht Teil dieser Vorlage. Der Bundesrat stellt dennoch die Eckwerte eines flexiblen Wasserzinsmodells zur Diskussion. Es besteht aus einem fixen Sockelbeitrag und einem variablen Teil, der von einem Referenzmarktpreis abhängig ist. Wir begrüssen dieses angedachte Modell sehr, das in unseren Augen als faire Wasserzinsregelung für alle Beteiligten geschaffen werden könnte. Wir plädieren jedoch dafür, dass der Sockelbeitrag bei rund 80 CHF/kW_{br} liegt und der flexible Teil eine zusätzliche Einnahme bei einem höheren Strommarktpreis darstellt.

Variante „notleidende Kraftwerke“

Da die Senkung des Wasserzinsmaximums um 27% für viele Kantone zu hohen Ausfällen bei den Einnahmen führen wird, denkt das BFE über eine Variante nach, die das Wasserzinsmaximum befristet bis Ende 2022 nur für jene Kraftwerke auf 80 CHF/kW_{br} reduziert, die klar defizitär sind. Diese Variante ist aus unserer Sicht nicht tragbar. Zum einen erhöht diese Variante den administrativen Aufwand der Behörden massiv und zum anderen ist es ein weiterer staatlicher Eingriff in den ohnehin schon sehr verzehrten Strommarkt. Daher lehnen wir diese Variante entschieden ab!

Präzisierungen hinsichtlich innerstaatlicher Zuständigkeiten für die Grenzkraftwerke

Mit der vorgeschlagenen Anpassung werden entgegen den Aussagen im Erläuternden Bericht die Kompetenzen der Kantone bei der Nutzung der Wasserkraft an den Grenzen eingeschränkt. Statt das alte WRG der neueren Bundesverfassung anzupassen, geht die Korrektur in die andere Richtung. Die Bundesverwaltung erhält damit entgegen der Verfassung sehr weitgehende Vollmachten, welche die rechtmässige Einflussnahme der Kantone stark schmälert. Der Regierungsrat lehnt diese Änderung mit nachfolgender Begründung ausdrücklich ab:

In Art. 76 Abs. 5 BV ist festgehalten, dass über Rechte an internationalen Wasservorkommen der Bund unter Beizug der betroffenen Kantone entscheidet. Im Unterschied zu allen anderen Bereichen, in denen der Bund Konzessionen erteilt, hat er bei der Wasserkraft nur eine Grundsatzgesetzgebungskompetenz (Art. 76 Abs. 2 BV) und kein Monopol. Die Hoheit am Schweizer Anteil der Gewässer liegt originär bei den Kantonen (Art. 76 Abs. 4 BV). Den Wasserkraftkonzessionen für Grenzkraftwerke kommt unter den Bundeskonzessionen deshalb eine besondere und einmalige Stellung zu.

Die Wasserkraftnutzung ihrerseits hat bei vielen betroffenen Kantonen einen hohen Stellenwert. Die Bundeskompetenz gemäss Art. 7 bedeutet keine Verschiebung der Sachherrschaft, sondern ergibt sich einzig daraus, dass für internationale Beziehungen grundsätzlich der Bund zuständig ist. Der Bund muss dabei Rücksicht nehmen auf die Zuständigkeiten der Kantone und muss ihre Interessen wahren (Art. 54 Abs. 3 BV). Gegen aussen handelt er in eigenem Namen (nicht bloss als Vermittler) und vertritt die Interessen der Eidgenossenschaft nach aussen; gegen innen (im Verhältnis zum Kanton als Gewässereigentümer) handelt er jedoch für Rechnung des Kantons und ist verpflichtet, die kantonalen Interessen zu wahren (vgl. BGer 2C_338/2013 vom 21. August 2013, E. 2.2; BVer A-2712/2016 vom 25. August 2017, E. 5.4.3 und 6.4.1 mit Hinweisen).

Die Bundeskompetenz ist somit eng begrenzt. Sie ist eine Geschäftsführungs- oder Vertretungskompetenz. Bei der letzten Verfassungsnachführung wurde die eingeschränkte Kompetenz des Bundes entgegen den Vorstellungen des Bundesrats und des zuständigen Departements absichtlich beibehalten. Ausdrücklich wurde daher in Art. 76 Abs. 1 BV der Einschub "im Rahmen seiner Zuständigkeiten" eingefügt, der an und für sich eine Selbstverständlichkeit ist und daher normalerweise weggelassen wird.

Das Bundesgericht kann Bundesgesetze nicht auf ihre Verfassungsmässigkeit prüfen (Art. 190 BV). Letztlich massgebend wird daher das WRG sein. Entsprechend werden die Kantone mit der neuen Regelung vollständig vom Goodwill des faktisch zuständigen BFE abhängig sein, wenn die Formulierung gemäss Vorlage bestehen bleibt. Mit der Staatsvertragskompetenz kann der Bund die Interessen der Kantone hintenanstellen und so unter anderem Energiepolitik betreiben, weit in einen Bereich hinein, der den Kantonen vorbehalten ist. Es besteht kein Grund, dem Bund eine solche Kompetenz in diesem Bereich explizit zu geben: In der ganzen Vorlage werden soweit ersichtlich keine konkreten Probleme erwähnt, welche eine entsprechende Anpassung rechtfertigen würden. Auf die Ursachen der im Bericht erwähnten Schwierigkeiten oder Unklarheiten wird nicht näher eingegangen.

Eine vorgängige Anhörung der Kantone ist eine Selbstverständlichkeit und in dieser Formulierung wertlos. Es ist zu befürchten, dass der Bund nicht mehr auf die Anliegen der Kantone eingehen müsste und es bestünde kaum mehr eine realistische Chance, notfalls (etwa beim Scheitern von Konzessionsverhandlungen) als Option den Rechtsweg erfolgreich einzuschlagen. Der in der Bundesverfassung garantierte Beizug der betroffenen Kantone (Art. 76 Abs. 5 BV) hat eine einmalige Stellung und geht inhaltlich weit über die bei allen gemeinsamen Aufgaben verwendete Standardformulierung der vorgängigen Anhörung hinaus.

Die Streichung des letzten Satzes von Art. 49 Absatz 1 über die "internationale Abstimmung" ist hingegen zu begrüßen. Die ersatzlose Streichung und die Erläuterung, dass der Bund nicht mehr bei jeder Veränderung des Wasserzinsmaximums zwingend mit den zuständigen Behörden aller Nachbarstaaten eine Vereinbarung treffen muss, täuscht allerdings darüber hinweg, dass der Bund neu in Art. 7 das Recht erhält, dies trotzdem zu tun und zwar mit geringeren Einflussmöglichkeiten der Kantone wie bisher. Auch aus diesem Grund ist die Staatsvertragskompetenz in Art. 7 zu streichen.

Angesichts der bisherigen Klärungsversuche zwischen den Kantonen und dem BFE und der Aussprache des Kantons Aargau mit dem BFE ist dieser Vorschlag einer Gesetzesänderung nicht nachvollziehbar. In Art. 7 sind die Kompetenzen an das Departement UVEK delegiert, das bei der Wasserkraft und der Energiepolitik spezifische Interessen verfolgt. Namentlich die wirtschaftlichen Interessen der Kantone stehen daher in der Gefahr, entgegen der Verfassung zweitrangig zu werden. Bis 1997 lag die Kompetenz im damaligen Art. 7 während 80 Jahren richtigerweise beim Bundesrat. Damit ist eine ausgewogenere Berücksichtigung der verschiedenen Interessen besser gewährleistet. Auch besteht mehr Gewähr für die politische Rücksichtnahme unter den verschiedenen Staatsebenen. Daher ist die Revision zum Anlass zu nehmen, zur ursprünglichen und bewährten Kompetenzordnung zurückzukehren (mit Überprüfung des Rechtsmittelwegs).

Anträge

- Anpassung Absatz 1: Die Zuständigkeit für die Konzessionen soll (wieder) beim Bundesrat liegen.
- Streichung Absatz 2
- Neuer Absatz: "Der Bundesrat berücksichtigt dabei die Anliegen der Kantone, aus denen das Wasser stammt."
- Änderung Absatz 3: "Er entscheidet unter Beizug der betroffenen Kantone."

Wir hoffen, sehr geehrte Damen und Herren, Ihnen mit unserer Stellungnahme dienen zu können, und danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen.

Hochachtungsvoll



Dr. Sabine Pegoraro
Regierungspräsidentin



Dr. Peter Vetter
Landschreiber

Postgasse 68
Postfach
3000 Bern 8
www.rr.be.ch
info.regierungsrat@sta.be.ch

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und
Kommunikation UVEK
Frau Bundespräsidentin
Doris Leuthard
Bundeshaus Nord
3003 Bern

18. Oktober 2017

RRB-Nr.: 1050/2017
Direktion Bau-, Verkehrs- und Energiedirektion
Unser Zeichen 293.2017
Ihr Zeichen
Klassifizierung Nicht klassifiziert



Vernehmlassung des Bundes: Revision Wasserrechtsgesetz. Stellungnahme des Kantons Bern

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir bedanken uns für die Gelegenheit uns zum revidierten Wasserrechtsgesetz äussern zu dürfen.

1 Grundsätzliches

Die Vorlage will das Wasserzinsmaximum von heute 110 CHF/kW_{brutto} übergangsweise bis zur Einführung eines neuen Strommarktmodells (voraussichtlich 2023) auf 80 CHF/kW_{brutto} senken. Danach soll ein noch zu definierendes, flexibles Modell zur Berechnung des Wasserzinses eingeführt werden, um künftig der aktuellen Situation am Strommarkt besser gerecht zu werden.

Der Regierungsrat ist mit der Grundidee eines flexiblen Modells als langfristige Lösung grundsätzlich einverstanden. **Die vorliegend zur Diskussion stehende allgemeine, empirisch nicht begründete, vorgezogene Senkung des Wasserzinses lehnt er jedoch dezidiert ab.** Sie würde zu einem schrittweisen, ungerechtfertigten Abbau der Wasserzinsen führen. Stattdessen befürwortet er die Weiterführung des heutigen Wasserzinsmaximums von 110 CHF/kW_{brutto} bis zur Einführung eines flexiblen Wasserzinsmodells in Abstimmung mit dem neuen Strommarktmodell. In diesem Sinne ist die Befristung der geltenden Bestimmung zu streichen.

Mit einer Reduktion des bundesrechtlichen Wasserzinsmaximums würde nicht nur eine wichtige Einnahmequelle für Gemeinwesen in Wasserkraftkantonen zunehmend erodieren, sie ist darüber hinaus auch unnötig: Zum einen würden mit einer generellen Senkung auch jene Wasserkraftunternehmen entlastet, welche gar keine Rentabilitätsprobleme haben. Nach wie vor und bis auf weiteres ist der Strommarkt erst teilliberalisiert, was bedeutet, dass rund die Hälfte des produzierten Wasserkraftstroms in der Grundversorgung kostendeckend abgesetzt werden kann. Eine allgemeine Senkung des Wasserzinsmaximums käme damit einer Subvention nach dem Giesskannenprinzip gleich, welche der Regierungsrat ablehnt.

Zum anderen sind die Kantone schon heute frei, einen Ansatz zu verrechnen, der unterhalb des Höchstansatzes liegt, falls dies notwendig erscheint. So hat der Kanton Bern die letzte Wasserzinserhöhung rückgängig gemacht, indem er seinen Ansatz für Wasserkraftwerke, die nicht von der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) profitieren, per kantonalen Gesetzesänderung um zehn Franken unter den bundesrechtlichen Höchstsatz gesenkt hat. Die vorgeschlagene Senkung des bundesrechtlichen Maximums von 110 auf 80 CHF/kW_{brutto} würde alleine im Kanton Bern zu weiteren Einnahmeverlusten von rund 13 Millionen Franken führen und den Wasserzins ertrag auf einen Schlag um 30 % senken.

Da die vorgeschlagene Gesetzesänderung ausschliesslich zu Lasten der Wasserkraftkantone geht, hält der Regierungsrat die Vorlage für ausgesprochen unsolidarisch. Als Eckpfeiler der vom Volk beschlossenen Energiestrategie 2050 profitieren *alle* Kantone von der Wasserkraft hinsichtlich Versorgungssicherheit und Klimaschutz. Der Regierungsrat erwartet daher vom Bund konkrete Vorschläge, wie die Kosten einer bedarfsorientierten Unterstützung für notleidende Wasserkraftunternehmen gerechter verteilt werden können.

Ferner muss ein genereller Verzicht auf Wasserzinsen bei Neu- und Ausbauprojekten den Standortkantonen überlassen bleiben. **Die vorgeschlagenen Änderungen in Artikel 49 und 50a lehnt der Regierungsrat daher entschieden ab.** Vorstellen kann er sich hingegen eine Variante, wonach der Wasserzins ausschliesslich für notleidende Wasserkraftwerke reduziert wird, für jene Fälle, in denen die mit dem neuen Energiegesetz eingeführte Marktprämie nicht ausreichend ist.

Langfristig ist ein flexibles Wasserzinsmodell – je nach Ausgestaltung der Parameter – durchaus denkbar. Ausgangslage für die Beurteilung der Opfersymmetrie muss jedoch das heutige Wasserzinsmaximum von 110 CHF/kW_{brutto} sein. Ausserdem ist eine flexible Berechnung des Wasserzinses zwingend erst mit dem neuen Strommarktmodell einzuführen, über das zuerst noch befunden werden muss.

2 Zu den einzelnen Änderungen

2.1 Art. 49, Befristung bis 2022

Eine Befristung der Übergangslösung bis 2022 kann zu erheblichen Unsicherheiten führen, sollte bis dahin das neue Strommarktmodell noch nicht bekannt sein. Zudem kann sich die Situation bis 2022 bereits wesentlich anders präsentieren. So werden zum Beispiel bei der Beurteilung der Entwicklung der Strommarktpreise die neuen Marktchancen für Systemdienstleistungen heute zu wenig berücksichtigt. Mit einem neuen Strommarktmodell können sich für die Wasserkraft neue Marktchancen ergeben. Umso wichtiger ist die Abstimmung zwischen dem neuen Strommarktmodell und der künftigen Wasserzinsberechnung. Die Neuregelung

des Wasserzinses ist daher zwingend zusammen mit dem neuen Strommarktmodell einzuführen.

Antrag: Die Befristung der bestehenden Regelung ist zu streichen.

2.2 Art. 49, Reduktion auf maximal 80 CHF/kW_{brutto}

Ob zusätzliche Unterstützungsmassnahmen für einzelne Wasserkraftwerke tatsächlich nötig sind oder nicht, wird sich bei der Inanspruchnahme der Marktprämie zeigen. Falls diese nicht vollumfänglich ausgeschöpft wird, ist es auch nicht gerechtfertigt, den Wasserzins für alle Konzessionäre vorzeitig und einseitig zu Lasten der Konzessionsgeber herabzusetzen. Die vorgeschlagene Reduktion um 30 CHF setzt das Maximum empirisch unbegründet auf ein tieferes Niveau, ohne die Reduktion gleichzeitig mit einer Marktkomponente zu kompensieren, wie dies mit dem variablen Teil im flexiblen Wasserzinsmodell künftig vorgesehen ist.

Antrag: Auf die generelle Reduktion des Wasserzinsmaximums ist zu verzichten.

2.3 Art. 50a, Verzicht auf Wasserzins bei Neuanlagen und Erweiterungen während 10 Jahren

Dass für neue Investitionen in die Wasserkraft zusätzliche Anreize notwendig sein können, ist nachvollziehbar. Jedoch ist die nötige Unterstützung sehr individuell, im Gegensatz zum vorgeschlagenen Giesskannenprinzip. So kann ein genereller Verzicht auf den Wasserzins während zehn Jahren zu einer grösseren Unterstützung führen, als notwendig wäre. Zudem würden damit ungerechterweise ausschliesslich die Standortkantone und -gemeinden belastet.

Hinzu kommt, dass sich der langfristige Verzicht auf Wasserzinsen kontraproduktiv auf den Ausbau der Wasserkraft auswirken kann, da betroffene Standortkantone und -gemeinden das Interesse an einem Ausbau oder einer Neuanlage verlieren können. Dies würde die Wasserkraft zusätzlich behindern statt fördern. Ein solcher Mechanismus darf nicht im Gesetz verankert werden.

Der Regierungsrat ist der Auffassung, dass die Nutzung der Ressource Wasser unabhängig von ihrem Zweck angemessen entschädigt werden muss. Um die Wasserkraft zusätzlich zu fördern, bevorzugt er daher ein System, in dem die Kantone und Gemeinden frei sind, in welcher Form sie einen Investor unterstützen wollen. Mit Blick auf die Gesamtsituation ist es unter Umständen sinnvoller, einen direkten Förderbeitrag oder ein zinsloses Darlehen zu gewähren als eine längerfristige Befreiung vom Wasserzins.

Weiter wäre zu prüfen, ob eine nationale Regelung zum Verzicht auf Wasserzinsen nicht eine Beihilfe darstellt, die für den Abschluss eines Strommarktabkommens mit der EU hinderlich sein könnte.

Antrag: Artikel 50a ist zu streichen.

3 Neues Wasserzinsmodell

Grundsätzlich erachtet der Regierungsrat ein flexibles Modell mit fixem Sockel und variablem Teil als sinnvoll. Entscheidend werden jedoch die Annahmen für die einzelnen Parameter sein, insbesondere die Berücksichtigung der zusätzlichen Erträge aus Systemdienstleistungen.

Der Regierungsrat betont an dieser Stelle nachdrücklich, dass auch das variable Modell auf dem heutigen Wert der Ressource Wasser aufbauen muss. Nur so kann ein fairer Kompromiss zwischen den gegensätzlichen Interessen von Kraftwerksbetreibern einerseits und Gemeinwesen andererseits gefunden werden. Fest steht, dass der im Erläuternden Bericht vorgestellte Sockelbetrag von CHF 50 für den Kanton Bern nicht akzeptabel ist. Die geplante Senkung des Wasserzinsmaximums auf 80 CHF/kW_{brutto} darf hierfür keine Vorbereitung sein.

Der Ertrag aus den Wasserzinsen muss für die Gemeinden und Kantone weiterhin eine gute Planbarkeit aufweisen und genügend Anreize für die Erteilung von Konzessionen haben. Die Nutzungsrechte von Wasser sind nicht nur für Wasserkraftwerksbetreiber von grossem Interesse, sondern stehen in Konkurrenz zu anderen Interessensgruppen, u.a. aus den Bereichen Tourismus oder Fischerei.

Ferner teilen wir Ihnen mit, dass wir uns der Stellungnahme der Regierungskonferenz der Gebirgskantone (Beilage) anschliessen – mit Ausnahme der Bemerkungen zu Art. 50a. Wir verweisen dazu auf Ziffer 2.3 vorn.

Der Regierungsrat dankt Ihnen für die Berücksichtigung seiner Anliegen.

Freundliche Grüsse

Im Namen des Regierungsrates

Der Präsident

Bernhard Pulver

Der Staatsschreiber

Christoph Auer

Verteiler

- Bau-, Verkehrs- und Energiedirektion
- Bundesamt für Energie, Sektion Wasserkraft, 3003 Bern
- elektronisch (in Word und PDF-Format) an revision-wrg@bfe.admin.ch

Beilage

- Stellungnahme der Regierungskonferenz der Gebirgskantone



DIE GEBIRGSKANTONE

Regierungskonferenz der Gebirgskantone
Conférence gouvernementale des cantons alpins
Conferenza dei governi dei cantoni alpini
Conferenza da las regenzas dals chantuns alpins

Frau Bundespräsidentin
Doris Leuthard
Vorsteherin UVEK
Kochergasse 6
3003 Bern

Chur, den 28. August 2017

Entwurf für die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes

Stellungnahme

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Sie haben uns mit Schreiben vom 22. Juni 2017 die Möglichkeit gewährt, uns zum Entwurf für die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes (insbesondere neues Wasserzinsmaximum ab 1. Januar 2020) vernehmen zu lassen. Nach Einsicht in die Unterlagen nimmt die Regierungskonferenz der Gebirgskantone (RKGK), bestehend aus den Kantonen Uri, Obwalden, Nidwalden, Glarus, Graubünden, Tessin und Wallis, gerne wie folgt Stellung:

I. ZUSAMMENFASSUNG

Die RKGK erachtet eine zeitliche und inhaltliche Koordination der Ausgestaltung des neuen Wasserzinsmaximums mit dem neuen marktnahen Modell für den Strommarkt (Art. 30 Abs. 5 EnG) *im Grundsatz* für geboten und zweckmässig. In diesem Sinne begrüsst sie eine Übergangsregelung. Deren Dauer ist aber nicht an eine konkrete Jahreszahl, sondern an die *Inkraftsetzung des neuen Marktmodells* zu knüpfen, denn nur dies gewährleistet eine echte Koordination zwischen dem Wasserzins- und Strommarktmodell.

Hingegen lehnt die RKGK die vom Bundesrat unterbreitete Hauptvariante strikte ab, weil diese keinen problembezogenen Beitrag zur Korrektur der Verwerfungen im schweizerischen Strommarkt leistet und auf einer in wesentlichen Aspekten verfehlten Ursachenanalyse beruht und weil sich der Bundesrat damit stark widersprüchlich verhält. Die vorgeschlagene Hauptvariante würde zudem auf eine ungerechtfertigte Giesskannensubvention hinauslaufen. Auch würde sie im Ergebnis dazu führen, dass die Wasserkraftkantone die vom Volk mit dem neuen Energiegesetz beschlossene und auf den 1. Januar 2018 in Kraft gesetzte Marktprämie mit Wirkung ab dem 1. Januar 2020 indirekt kompensieren. Bemerkenswert am Vernehmlassungsvorschlag ist sodann, dass der Bund von allen anderen (Eigentümer, Konsumenten, Wasserkraftkantone) ein Entgegenkommen verlangt, welches er für sich selber aber strikte zurückweist, obwohl er die Wasserkraft zum zentralen Pfeiler der EST-2050 erklärt hat. Die vorgeschlagene Hauptvariante setzt schliesslich einen psychologischen „Anker“, um das Wasserzinsmaximum in einem späteren Schritt erneut zu senken. Dieses Vorgehen ist weder sachlich noch politisch gerechtfertigt und wird von den Gebirgskantonen entschieden zurückgewiesen. Sie sind in keiner Weise bereit, *„die Übergangslösung als vorbereitende Anpassung vor einer langfristigen Lösung zu sehen“*, wie dies im Erläuternden Bericht ausgeführt wird (EB, Ziff. 1.3).

Präsident: Staatsrat Dr. Christian Vitta
Generalsekretär: lic. iur. Fadri Ramming



Die vorerwähnten Argumente sprechen grundsätzlich auch gegen punktuelle Wasserzinssenkungen (**Alternativvariante**). Im Sinne der mit den Elektrizitätsgesellschaften gepflegten partnerschaftlichen Politik sind die Gebirgskantone aber bereit, Unterstützungsmassnahmen zu prüfen, wenn Kraftwerksbetreiber bzw. ihre Eigner bei der Vermarktung des in spezifischen Wasserkraftwerken produzierten Stroms nachweislich gravierende Schwierigkeiten haben. Bei einer solchen Unterstützung muss aber zwingend folgender Grundsatz gelten: **„Wer über die Marktprämie hinaus eine Unterstützung beanspruchen will, muss vollständige Transparenz gewährleisten!“**. Zudem sind die eingeräumten Erleichterungen an das wasserzinsberechtigten Gemeinwesen zurückzahlen, wenn die Gesellschaften wieder Gewinne erzielen (Stundung). In diesem Sinne verschliessen sich die Gebirgskantone einer Übergangsregelung mit punktuellen (einzelfallweisen) und an klare Voraussetzungen geknüpfte Wasserzinsreduktionen nicht generell.

Aussergewöhnlich ist schliesslich, dass ein Aspekt zur Diskussion gestellt wird, der erklärermassen nicht Gegenstand der Vorlage bildet. Für die Gebirgskantone ist offensichtlich, dass mit der konsultativen Präsentation des **flexiblen Modells** und den in diesem Zusammenhang erwähnten „indikativen“ Zahlen die erst noch zu führende Diskussion zum neuen Modell für das Wasserzinsmaximum präjudiziert werden soll. Genausogut hätten bereits heute verschiedene Modelle für das neue Strommarktdesign in Konsultation gegeben werden können. Ein künftiges Modell für das Wasserzinsmaximum kann aber ohne Kenntnis des künftigen Marktmodells nicht seriös beurteilt werden. Das vom Bundesrat gewählte Vorgehen ist unkoordiniert. Auf eine konkrete Modelldiskussion kann sich die RKGK erst einlassen, wenn die Ausgestaltung des neuen Strommarktmodells (Art. 30 Abs. 5 nEnG) bekannt ist. Die Gebirgskantone verzichten deshalb aus grundsätzlichen Überlegungen im gegenwärtigen Zeitpunkt auf eine nähere Stellungnahme zum präsentierten flexiblen Modell. Sie halten aber bereits heute in aller Deutlichkeit fest, dass sich jedes künftige Modell in jedem Fall zumindest auf folgenden **Eckpunkten als Grundlagen** abstützen muss: Eine **vollständige Datentransparenz seitens der Elektrizitätsgesellschaften und Aufsichtsbehörden gegenüber den Kantonen** sowie die **Erfassung und Darstellung der gesamten mit der Wasserkraft erzielbaren Wertschöpfung**. Allfällige Vorschläge zur Solidarisierung des Wasserzinses durch Erhebung eines Netzzuschlages, wie sie von Dritter Seite teilweise zur Diskussion gestellt werden, lehnen die Gebirgskantone als verfassungswidrig und systemfremd ab. Insgesamt muss das künftige Modell für das Wasserzinsmaximum die Anreize so setzen, dass Gemeinden und Kantone auch künftig noch bereit sind, Konzessionen zu verleihen.

Die detaillierte Begründung unserer Positionen lautet wie folgt (vgl. Folgeseiten):



II. GRUNDSÄTZLICHES

A. Was ist der Wasserzins?

- 1 Der Wasserzins ist der *Preis* für die den Konzessionären (Kraftwerksgesellschaften) in der Regel für 80 Jahre *exklusiv* überlassene *Nutzung der Wasserkraft*. Die Pflicht zur Bezahlung des Wasserzinses entsteht mit dem Erwerb der Konzession durch den Konzessionär. Dieses Entgelt für die Einräumung eines Sondervorteils gilt rechtlich als Kausalabgabe. Ähnliche Entgelte für die Nutzung einer der Sachherrschaft des Gemeinwesens unterstehenden Ressource bestehen beispielsweise bei Steinbrüchen, bei der Kiesgewinnung sowie bei anderen Nutzungen öffentlicher Gewässer (Wärmegewinnung, Kühlzwecke, Bewässerungen usw.).
- 2 Entgegen weitverbreiteter Fehlauffassung ist der Wasserzins also weder eine Subvention noch eine Steuer, sondern ein Ressourcenpreis (rechtlich: Kausalabgabe). Die Gebirgskantone lehnen deshalb Vorschläge ab, welche den Wasserzins zu einer Subvention oder Steuer wandeln möchten, was beispielsweise dann der Fall wäre, wenn der Wasserzins, wie dies teilweise bereits propagiert worden ist, über einen Netzzuschlag finanziert werden soll (ähnlich der „Kostendeckenden Einspeisevergütung“). Der Netzzuschlag ist rechtlich eine Ausgleichsabgabe mit besonderem Verwendungszweck. Bei einer Finanzierung des Wasserzinses aus dem Netzzuschlag würde dieser (und damit auch der Wasserzins) zu einer Zwecksteuer mutieren. Hierfür mangelt es jedoch an einer Grundlage in der Bundesverfassung. Diese Vorschläge erweisen sich daher nicht nur als sachfremd, sondern insbesondere auch als verfassungswidrig.

B. Woher stammt das Wasserzinsmaximum?

- 3 Ende des 19. Jahrhunderts gelang es erstmals, den Strom über weite Distanzen zu transportieren. Das Interesse an der Nutzung der Wasserkraft nahm dadurch schlagartig zu. Die aufstrebende Industrie im Mittelland sowie der Eisenbahnbau wollten mit günstigem Strom versorgt werden. Damit entstand ein Spannungsfeld zwischen der Elektrizitätserzeugung zu möglichst günstigen Preisen einerseits und den Einnahmen der öffentlichen Hand aus der Gewässerhoheit andererseits. Aus Angst davor, dass die Wasserkraftnutzung durch zu hohe Wasserzins und durch andere Leistungen erheblich behindert werden könnte, beschloss das Parlament, eine Preisobergrenze für den Wasserzins einzuführen. Das Wasserzinsmaximum ist somit eine *staatlich reglementierte* Preisobergrenze zugunsten der Förderung der Industrialisierung und der Elektrifizierung des Landes. Das erste bundesrechtliche Wasserzinsmaximum wurde im Jahre 1916 in Anlehnung an die bis dahin in den Kantonen üblichen Wasserzinspreise festgelegt. Mit der Hinnahme dieser Einschränkung hat das Berggebiet einen grossen Beitrag zugunsten der Entwicklung der Schweizer Industrie und der Industriestandorte geleistet. Im Gegenzug konnten die Berggemeinden und -kantone Einnahmen generieren, um Erschliessungen zu realisieren und eine wirtschaftliche Entwicklung voranzutreiben. Das Wasserzinsmaximum gründet somit auf einem Interessenausgleich zwischen den Eigentümern der natürlichen Ressource Wasserkraft und der Schweizer Volkswirtschaft.

C. Der Wert des Wassers hat sich stark gewandelt

- 4 Der Wert des Wassers bzw. der Wasserkraft hat sich im vergangenen Jahrhundert in verschiedener Hinsicht stark gewandelt. Die energiewirtschaftliche Qualität der verschiedenen Arten der mit der Wasserkraft erzeugten elektrischen Energie hat sich stark verfeinert. Die Bedeutung von wertvoller Spitzenenergie sowie von hochpreisigen Ökostromprodukten bilden diesbezüglich bloss zwei Beispiele. Weiter werden der Landschaftsverbrauch und die Umweltveränderungen heute wesentlich sensibler beurteilt, als zu Beginn des 20. Jahrhunderts. Der Schutz von Landschaften und Landschaftselementen sowie die möglichst erneuerbare Stromproduktion sind heute öffentliche Interessen, die zwi-



schenzeitlich in Verfassung und Gesetz Eingang gefunden haben. Bezeichnend ist in diesem Zusammenhang auch, dass der Bund aus dem Wasserzins einen „Landschaftsrappen“ einbehält, um Gemeinwesen zu entschädigen, welche die Wasserkraft nicht nützen können, weil deren Landschaft unter nationalem Schutz steht (Art. 49 Abs. 1 und Art. 22 WRG). Ferner ist die Stromproduktion aus Wasserkraft, seit jeher *das* Rückgrat für die Versorgungssicherheit unseres Landes. Mit der vom Volk am 21. Mai 2017 beschlossenen EST-2050 und dem damit beschlossenen schrittweisen Ausstieg aus der Kernkraft hat die Bedeutung der Wasserkraft noch zusätzlich an Bedeutung gewonnen. Nebst der reinen Teuerung ist der Wert des Wassers im letzten Jahrhundert somit auch aus verschiedenen anderen, gewichtigen Gründen deutlich gestiegen. Der Preis von gegenwärtig CHF 110.--/kW_{brutto} ist deshalb absolut gerechtfertigt.

D. Starker Abbau von Arbeitsplätzen

- 5 Die Wassernutzungskonzessionen sind von den Berggemeinden und -kantonen auch deshalb erteilt worden, weil die Elektrizitätsgesellschaften die Schaffung von Arbeitsplätzen versprochen haben. Entsprechende Stellen sind anfänglich auch entstanden. Durch die Digitalisierung und weitere Rationalisierungsmassnahmen sind aber viele Arbeitsplätze, welche für den Betrieb der Kraftwerke erforderlich waren, gestrichen und/oder ausgelagert worden. Die Kraftwerke in den Alpen werden heute von den Konzernzentralen in Zürich, Baden, Olten oder Bern aus gesteuert. Der Unterhalt der Kraftwerke erfolgt zu einem guten Teil durch mobile Equipen oder Lieferanten bzw. externe Partner und nicht mehr durch fest angestellte Mitarbeitende vor Ort. Dasselbe gilt auch für den Netzbereich. Die Bedeutung der Elektrizitätsgesellschaften als Arbeitgeber in den Talschaften und damit ein wichtiger Gegenwert für die erteilten Konzessionen hat sich deshalb im Laufe der Zeit stark relativiert.

E. Mit dem Wasserkraftstrom werden Erträge erzielt

- 6 Die RKGK hat - gemeinsam mit den beiden Wasserkraftkantonen Aargau und Bern - bei der renommierten Beratungsfirma BHP - Hanser und Partner AG, Zürich, eine Studie zu den „Erträgen mit der Wasserkraft in den Jahren 2000 -2016“ sowie bei Prof. Dr. Karl Frauendorfer der Universität St.Gallen eine Studie zum „Erlöspotenzial der Schweizer Grosswasserkraft“ erstellen lassen, welche dieser Stellungnahme beigelegt werden (siehe Beilagen). Die Ergebnisse können in Kurzform wie folgt zusammengefasst werden:

- **Immer Gewinne geschrieben:** Im Betrachtungszeitraum 2000 bis 2015 hat die Elektrizitätsbranche als Ganzes mit der Wasserkraft Gewinne geschrieben, unabhängig von den auch in früheren Phasen bereits tiefen Marktpreisen und dem bestehenden Wasserzinssystem. Diese Gewinne variierten zwischen einem und vier Rappen pro Kilowattstunde für den Schweizer Markt und den Aussenhandel, wobei sie in den letzten Jahren tendenziell gesunken sind. Darin nicht berücksichtigt sind Zuschläge für die höhere Wertigkeit der Wasserkraft und die Systemdienstleistungen. Auch für die kommenden Jahre dürfte sich – sofern der Markt nicht vollständig geöffnet wird – an der Ertragslage wenig ändern. Der Grossteil der Gewinne entfällt auf den Schweizer Markt, d.h. sie wurden dadurch erwirtschaftet, dass die gemäss StromVG an Verteilnetzbetreiber gebundenen Konsumenten Elektrizitätspreise bezahlt haben, welche deutlich über den Produktionskosten der analysierten Partnerwerke lagen. Sofern die Teilliberalisierung des Schweizer Elektrizitätsmarkts aufrechterhalten wird, ist nicht davon auszugehen, dass die Gewinne in diesem Geschäftsfeld deutlich abnehmen. Zunehmende Schwierigkeiten bei anhaltend tiefen Marktpreisen haben vor allem diejenigen EVU zu erwarten, welche über wesentliche Anteile an Eigenproduktion ohne entsprechende Kunden im gebundenen Markt verfügen. Dies ist zwar eine klare Minderheit aller Unternehmen, es handelt sich dabei aber um sehr grosse Unternehmen.
- **Nutzniessung mehrheitlich bei Aktionären:** Wird die Gewinnverwendung der Branche betrachtet, so kann festgestellt werden, dass das Entgelt aus Wasserzinsen seit 2003 mit Ausnahme von



zwei Jahren deutlich unterhalb der Dividendenzahlungen an die öffentliche Hand lag. In der Mehrheit der betrachteten Geschäftsjahre haben die Eigentümerkantone somit deutlich höhere Erträge erwirtschaftet als die Wasserkraftkantone.

- **Konstante Produktionskosten:** Die Produktionskosten (Rp./kWh) sind in den letzten 15 Jahren relativ konstant geblieben. Zwar wurden die Wasserzinsen erhöht, im Gegenzug dazu haben die Produktionsunternehmen jedoch von sinkenden Kapitalmarktsätzen profitiert, womit die höheren Wasserzinsen mehr als kompensiert wurden. Interessanterweise hat das gebundene Kapital nicht wesentlich abgenommen. Dies ist ein Hinweis darauf, dass in den letzten Jahren bei vielen Kraftwerken Reinvestitionen vorgenommen wurden. Aufgrund des Investitionszyklus und im Hinblick auf die Heimfälle (die Mehrheit davon in den nächsten 15 bis 30 Jahren) ist davon auszugehen, dass beim Bestand der Wasserkraftwerke das gebundene Kapital in den nächsten Jahrzehnten eher abnimmt und so eine weitere Entlastung auf der Zins- und Abschreibungsseite eintreten sollte.

F. Vollständige Datentransparenz als zentrales Element

- 7 Beim derzeit geltenden Modell des Wasserzinses mit einem pauschalen Maximalpreis melden die Konzessionäre den Kantonen lediglich die Jahresproduktion des Wasserkraftwerkes, worauf der im Produktionsjahr geschuldete Wasserzins ermittelt wird. Hingegen müssen die Konzessionäre und die dahinter stehenden Eigner keinerlei Daten über die Gestehungskosten und die mit dem produzierten Wasserkraftstrom erzielten Erlöse (Wertschöpfung) offenlegen. Sowohl ein Wechsel des Wasserzinsmodells hin zu einem Modell mit Ressourcenrente als auch eine punktuelle Wasserzinsreduktion als einzelfallweise Unterstützungsmassnahme würden als zentrales Gegenstück zwingend die Offenlegung dieser Daten bedingen. Denn namentlich eine Ressourcenrente ist nur auf Basis vollständiger Datentransparenz seitens der Elektrizitätsunternehmen und, subsidiär, der Aufsichtsbehörden in fairer Weise umsetzbar. Die derzeitige Informations-Asymmetrie zwischen dem Konzessionär und seinen Eignern einerseits und den Kantonen und Gemeinden andererseits ist bei der Umsetzung allfälliger neuer Modelle deshalb zwingend und vollständig auszugleichen.



III. ÜBERGANGSREGELUNG FÜR DAS WASSERZINSMAXIMUM (Art. 49 Abs. 1 und 1^{bis})

A. Koordination zwischen neuem Wasserzinsmaximum und neuem Marktmodell sachgerecht

8 Der Bundesrat muss der Bundesversammlung bis 2019 den Entwurf für ein neues „marktnahes“ Strommarktmodell unterbreiten (Art. 30 Abs. 5 nEnG¹). Deshalb ist die Bundesverwaltung daran, entsprechende Grundlagen aufzuarbeiten, die kommendes Jahr in die Vernehmlassung gesendet werden sollen. Das künftige Marktmodell bildet die Grundlage für die Ausgestaltung des künftigen Wasserzinsmodells. Eine seriöse Stellungnahme zu einem neuen Modell für das Wasserzinsmaximum wäre in Unkenntnis des neuen Marktmodells nicht möglich gewesen. Deshalb erachten wir die nun vorgeschlagene zeitliche und inhaltliche Koordination mit dem neuen Marktmodell im Grundsatz für geboten und sachgerecht.

B. Die vorgeschlagene Übergangsregelung wird aber strikte abgelehnt

9 Der in den Vernehmlassungsunterlagen konkret unterbreitete Vorschlag für die Übergangsregelung **lehnen die Gebirgskantone aber strikte ab**, weil es aus nachfolgenden Gründen weder sachlich noch politisch gerechtfertigt ist, das derzeitige Wasserzinsmaximum zu senken:

1. Verfehlte Ursachenanalyse führt zu verfehltem Vorschlag als Hauptvariante

10 Im Erläuternden Bericht (EB) zur Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes (WRG) werden die Vorgänge dargelegt, die den internationalen und nationalen Energiemarkt und die Preisentwicklungen beeinflussen und zu einem vollkommen verzerrten Elektrizitätsmarkt geführt haben. Es sind dies zum weit überwiegenden Teil politische Entscheide oder eben unterlassene politische Entscheide. Entsprechend ist es völlig verfehlt zu behaupten, der Wasserzins untergrabe die Wettbewerbsfähigkeit und die Substanz der Wasserkraft. Der Wasserzins gehört nicht zu den Ursachen dieser Entwicklungen und deshalb ist es im Zusammenhang mit der Ursachenbekämpfung falsch, beim Wasserzins ansetzen zu wollen und die Wasserkraftkantone den Preis für den Ausgleich der Marktverzerrungen bezahlen zu lassen.

11 Zentrale Aufgabe des Bundesrates sowie des Bundesparlamentes ist deshalb dafür zu sorgen, dass der völlig verzerrte Elektrizitätsmarkt künftig so geordnet wird, dass die Wasserkraft wieder über gleichlange Spiesse im Wettbewerb verfügt. Nötig ist hierzu eine Kosten-Wahrheit für alle Stromerzeugungsarten und als Folge davon eine Internalisierung der bisher nicht eingepreisten externen Kosten. Realpolitisch ist dies ein anspruchsvolles und wohl auch längerdauerndes Unterfangen, weil mehrere EU-Länder ihre eigenen Produktionsformen durch offene und versteckte protektionistische Massnahmen schützen. Es ist deshalb nicht nachvollziehbar, weshalb die Schweiz ihre saubere und erneuerbare Wasserkraft nicht ebenfalls für solange schützt, bis am europäischen Markt tatsächlich mit gleichlangen Spiessen gekämpft wird.

2. Inakzeptabler Präjudizierungsversuch

12 Wie vorstehend erwähnt, verlangt Artikel 30 Absatz 5 nEnG vom Bundesrat die Ausarbeitung eines „marktnahen Modells“ für den nationalen Strommarkt. Im Umkehrschluss ist somit auch der Souverän der Ansicht, dass das gegenwärtige Marktsystem *marktfern* ist. Entsprechend kann ein neues

¹ Art. 30 Abs. 5 des neuen EnG lautet:

„5 Der Bundesrat unterbreitet der Bundesversammlung bis 2019 einen Erlassentwurf für die Einführung eines marktnahen Modells bis spätestens zum Zeitpunkt des Auslaufens der Unterstützungen für das Einspeisevergütungssystem“. Das Einspeisevergütungssystem läuft bis am 31. Dezember des fünften Jahres nach Inkrafttreten des neuen Energiegesetzes, also voraussichtlich bis zum 31. Dezember 2022.



Modell für das Wasserzinsmaximum - je nach konkreter Ausgestaltung - bestenfalls mit der Annäherung an den Markt begründet werden, sofern und soweit das neue Strommarktdesign zu mehr Markt führt, nicht aber die vorgeschlagene Übergangsregelung. Es ist deshalb verfehlt und auf der Basis einer korrekt interpretierten Ursachenanalyse nicht folgerichtig, wenn der Bundesrat ausführt, die Übergangsregelung sei „als vorbereitende Anpassung vor einer langfristigen Lösung zu sehen, welche in Zukunft durch die Flexibilisierung des Wasserzinses sichergestellt werden soll“ (Ziff. 1.3 des EB). Dieser Schluss ist, auf Basis der heutigen Erkenntnisse, nicht statthaft.

- 13 Mit genau derselben Begründung hätte der Bundesrat auch „indikative“ Vorschläge für das künftige Marktdesign in Vernehmlassung senden können, zumal bereits zahlreiche entsprechende Vorschläge in und ausserhalb der Bundesverwaltung analysiert und diskutiert worden sind. Dies hat er aber - im Gegensatz zum Modell für den Wasserzins - wohlweislich unterlassen.
- 14 Bevor also über eine Änderung des gegenwärtig geltenden Wasserzinsmaximums entschieden werden kann, müssen eine vollständig transparente Datengrundlage und das neue Strommarktmodell vorliegen. Erst und nur dann kann nämlich über die Notwendigkeit und allfälligerweise über das sachgerechte Ausmass von Anpassungen am Wasserzinsmodell befunden werden.
- 15 Der in den Vernehmlassungsunterlagen präsentierte Vorschlag für die Übergangsregelung erweckt den Eindruck, dass der Bundesrat ungeachtet der markt- bzw. preisgestaltenden Wirkung aus einem künftigen Marktmodell bereits heute der festen Ansicht ist, dass das künftige Wasserzinsmaximum erheblich gesenkt werden müsse. Eine objektiv nicht belastbare vorgefasste Meinung als Grundlage für die vorgeschlagene Übergangsregelung zu verwenden, ist unsachlich und für die Gebirgskantone nicht akzeptabel.

3. Inkonsistente Argumentation des Bundesrates

- 16 Vorschläge zur raschen Stärkung der Wasserkraft sind vom Bundesrat in der Junisession 2017 vehement als **unzulässige wirtschaftspolitische Massnahme** bekämpft worden. Es gehe nicht an, gewisse Unternehmen zu entlasten und dies unter Belastung der Haushalte und KMU. Bundespräsidentin Leuthard führte als zuständige Departementsvorsteherin im Namen des Bundesrates diesbezüglich wörtlich was folgt aus:

„Wir sind nicht da, um Unternehmen zu retten. Wir sind nicht primär da, um Fehlentscheidungen von Managements durch den Steuerzahler zu schützen. Wir sind nicht dazu da, um hohe Kredite, die viele Rechnungen belasten, jetzt vom Bund her zu lösen. Das sind primär unternehmerische Aufgaben. Man ist auch dran und hat die Unternehmen neu organisiert. Das ist am Laufen. Deshalb meine ich effektiv, dass der Antrag Wasserfallen dieses Problem nicht auf die lange Bank schieben will. Er sagt, dass wir, wie die Kommission das vorhatte, hier etwas tun müssen, dass es aber nicht nur wirtschaftspolitisch für die Unternehmen begründet sein kann. Es muss auch energiepolitisch und für die Konsumenten, die diese Preise zu bezahlen haben, stimmen. Es muss eine nachhaltige Lösung sein“ (Amtliches Bulletin, Nationalrat Sommersession 2017, Zweite Sitzung, 30.05.17, 08h00; Geschäft 16.035).

- 17 Auf die Frage von Nationalrat Beat Jans, ob das UVEK zur Schaffung von Transparenz bereit sei, bei allen Wasserkraftwerken der Schweiz eine Anfrage durchzuführen und zu verlangen, dass die Zahlen offengelegt werden, antwortete die Departementsvorsteherin namens des Bundesrates was folgt:

„Wir haben keine rechtlichen Grundlagen, um so etwas zu tun. Ich kann doch nicht sagen, jetzt müssen mir alle Unternehmen ihre Bilanzen und ihre Buchhaltung offenlegen. Sie dürfen das freiwillig tun. Sie gehen jetzt einfach davon aus, alle Wasserkraftwerke seien fast nahe am Konkurs. Ich kann das nicht bestätigen, ich kann es aber auch nicht widerlegen. Wir haben - das hat Ihre Subkommission seinerzeit gemacht, Herr Nationalrat Grunder hat



sie geleitet - gewisse anonymisierte Daten über die Kosten der Wasserkraft erhalten. Sie waren anonymisiert - ob das alles stimmt, können wir nicht nachprüfen, denn der Bund, der Staat hat nicht das Recht, Einblick in privatrechtliche Unternehmen zu erhalten und alle Details zu verlangen; es ist nicht möglich. Die Eigentümer - sprich Kantone, Gemeinden - könnten das tun, aber die Daten wurden uns bislang nicht zur Verfügung gestellt. Deshalb ist die Datenlage unvollständig, da stimme ich mit Ihnen überein. Aber wir können nicht einfach, nur weil es spannend wäre, von den Unternehmen jetzt die Bilanzen verlangen und Details darüber, was wie hohe Kosten verursacht, was rentiert und was nicht rentiert. Deshalb glaube ich, bevor man den Unternehmen unter die Arme greifen sollte - das wurde auch mal diskutiert -, sollte man verlangen, dass sie ihre Zahlen offenlegen. (...)"(Amtliches Bulletin, Nationalrat Sommersession 2017, Zweite Sitzung, 30.05.17, 08h00; Geschäft 16.035).

- 18 Das Bundesamt für Energie hat mit Briefen vom 27. Juni 2017 inzwischen eine Umfrage bei allen Kraftwerkunternehmungen eingeleitet, um an entsprechende Daten zu gelangen. Bedauerlicherweise beschränkt sich die Umfrage alleine auf die Kostenseite und klammert die Ertragsseite vollständig aus. Auch die Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) vertritt in ihrem Bericht zuhanden der UREK des Nationalrates, worin sie die Finanzlage der Elektrizitätsunternehmungen analysiert, die Ansicht, dass auch die Erlösseite in die Rentabilitätsbetrachtungen mit einzubeziehen ist (vgl. Artikel „Malt die Strombranche zu schwarz?“ in der NZZ vom 08. Juli 2017).
- 19 Obwohl also der Bundesrat im Nationalrat wirtschaftspolitische Massnahmen abgelehnt hat, obwohl seitens des Bundesrates eine Verantwortung des Staates zur Rettung von Unternehmen abgelehnt wird und obwohl der Bundesrat darlegt, über keine belastbaren Datengrundlagen zur Rentabilitätssituation der Wasserkraftwerke zu verfügen, schlägt er drei Wochen nach der Debatte im Nationalrat in den vorliegend zu beurteilenden Vernehmlassungsunterlagen eine Senkung des Wasserzinsmaximums als Übergangsregelung vor. Dies mit der Begründung, dass es „über die Marktprämie hinaus eine Entlastung der Betreiber“ benötige (Ziff. 1.3 des EB). Dieses Vorgehen ist inkonsistent und die Gebirgskantone empfinden es als Affront; im Ergebnis würde eine wirtschaftspolitische Massnahme nun durch die Hintertüre eingeführt - neu mit dem Unterschied, dass diese sich nun einfach einseitig und allein zulasten der Berggemeinden und -kantone auswirken würde und der Bund, die übrigen Kantone und alle übrigen Stakeholder von der Lastentragung im Gegenzug gänzlich befreit bleiben würden. Weshalb mit der vorgeschlagenen Wasserzinssenkung wirtschaftspolitische Massnahmen plötzlich gerechtfertigt sein sollen, nachdem sie nur drei Wochen zuvor vehement abgelehnt worden sind, lässt sich jedenfalls nicht sachlich erklären und ist entsprechend auch nicht nachvollziehbar.
- 20 Die vom Bundesrat vorgeschlagene Übergangsregelung beim Wasserzins steht somit im Widerspruch zu seiner eigenen Haltung, die er nur drei Wochen vor Eröffnung der Vernehmlassung im Nationalrat vertreten hat. Deshalb fordern die Gebirgskantone den Bundesrat mit Nachdruck auf, eine konsistente und verlässliche Haltung einzunehmen. Die vorgeschlagene Wasserzinssenkung, die zudem explizit auch noch als „vorbereitende Anpassung im Hinblick auf die langfristige Lösung“ dienen soll, obwohl die Grundlagen für die künftige Ausgestaltung des Marktes noch gar nicht vorliegen, ist nichts anderes als eine wirtschaftspolitische Massnahme, wie sie vom Bundesrat in der Junisession noch vehement bekämpft worden ist.

4. Ungerechtfertigte Giesskannensubvention

- 21 Der Bundesrat bestätigt im EB, dass rund 50 Prozent der Wasserkraftproduktion in der Grundversorgung abgesetzt wird, wo bekanntlich das sogenannte Gestehungskostenprinzip gilt, bei dem *sämtliche Kosten gedeckt* werden. Deshalb hat dieser Teil der Wasserkraft per Definition gar keine Rentabilitätsprobleme und benötigt somit auch keine Wasserzinssenkung. Dementsprechend erweist sich die für die Übergangsregelung vorgeschlagene Hauptvariante zu mindestens 50 Prozent als unnötige Giesskannensubvention. Auch unter diesem Gesichtspunkt mangelt es der vorgeschlagenen Hauptva-



riante an einer sachlichen und politischen Notwendigkeit. Die im EB für die Hauptvariante und gegen eine differenzierte Betrachtung der unterschiedlichen Marktverhältnisse ins Feld geführten Vollzugsprobleme (Ziff. 1.3 EB) vermögen jedenfalls nicht ernsthaft eine Giesskannensubvention zu rechtfertigen.

5. Indirekte Kompensierung der Marktprämie durch die Wasserkraftkantone

22. Am 21. Mai 2017 hat das Volk das neue Energiegesetz (nEnG) als erstes Massnahmenpaket zur Umsetzung der Energiestrategie 2050 (EST-2050) angenommen. Das nEnG enthält eine Marktprämie für Grosswasserkraftwerke, die den Beweis erbringen, dass sie mit Rentabilitätsproblemen kämpfen (Verlust-Nachweis). Für die Unterstützung dieser Werke werden bei den Konsumenten 0,2 Rp./kWh erhoben, womit jährlich rund CHF 120 Millionen zur Verfügung stehen. Zudem sind diese Werke von der Durchschnittspreismethode befreit, was eine zusätzliche Entlastung bedeutet².
23. Die vom Bundesrat vorgeschlagene Wasserzinssenkung würde nun aber im Ergebnis zu einer teilweisen Kompensation der bei den Konsumenten erhobenen Abgabe von 0.2 Rp/kWh führen. Von einer solchen Massnahme war vor der Abstimmung keine Rede. Das Stimmvolk hat der EST-2050 im Bewusstsein dieser Zusatzbelastung zugestimmt und damit zum Ausdruck gebracht, dass es bereit ist, diese Zusatzbelastung zu tragen. Mit der vorgeschlagenen Wasserzinssenkung soll dieser Volksentscheid gemäss Vorschlag des Bundesrates bereits einen Monat nach der Abstimmung durch die Hintertüre zu Lasten der Wasserkraftkantone umgestossen werden. Dieses Vorgehen ist staatspolitisch bedenklich und nicht tolerierbar.

6. Opfersymmetrie - fehlende Beteiligung des Bundes

24. Bemerkenswert am Vernehmlassungsvorschlag ist sodann, dass sich der Bund bei der Lösung der Rentabilitätsprobleme in keiner Weise selber beteiligt und dies obwohl die Wasserkraft der zentrale Pfeiler der EST-2050 bildet. Mit anderen Worten: Der Bund verlangt von allen anderen (Eigentümer, Konsumenten, Wasserkraftkantone) ein Entgegenkommen, welches er für sich selbst aber strikte zurückweist. Dies ist inakzeptabel. Wenn Teile der Schweizer Wasserkraft tatsächlich mit politisch bedingten Rentabilitätsproblemen zu kämpfen haben, muss sich im Sinne einer echten Opfersymmetrie zwingend auch der Bund mit eigenen Mitteln an der Problemlösung beteiligen. Will der Bund somit an seinem Vorschlag für die Übergangsregelung festhalten, fordern die Gebirgskantone, dass er konkrete und wirksame Vorschläge unterbreitet, wie auch er sich mit eigenen Mitteln im Sinne einer Opfersymmetrie dort, wo ausgemachter Handlungsbedarf besteht (d.h. im Einzelfall für allfällig notleidende Elektrizitätsunternehmen), beteiligt.

7. Dauer der Übergangsregelung

25. Die vorgeschlagene Übergangsregelung ist bis Ende 2022 befristet. Folglich rechnet der Bundesrat fest mit dem verbindlichen Inkrafttreten des neuen Strommarktmodells per 1. Januar 2023. Dies *kann* der Fall sein, *muss* es aber nicht. Die Erarbeitung eines neuen Marktmodells ist komplex und die Beratungen darüber werden erfahrungsgemäss kontrovers ausfallen und viel Zeit beanspruchen. Der Gesetzgebungsprozess beim StromVG und bei der EST-2050 sind diesbezüglich zwei Schulbeispiele. Es sei auch daran erinnert, dass der Bundesrat in der Junisession noch verlauten liess, dass er für das neue Marktmodell über verschiedene Ansätze verfüge und im Ergebnis soweit sei, dass die Ergebnisse im Herbst 2017 vertieft seien³. Einem Rundschreiben vom 20. Juni 2017 des Bundesamtes für

² BFE-Faktenblatt vom 21. März 2017, S. 2, abrufbar unter:
https://www.uvek.admin.ch/dam/uvek/de/dokumente/energie/faktenblatt5-energiegesetz-wasserkraft.pdf.download.pdf/06_Faktenblatt_5_Wasserkraft.pdf.

³ Votum Bundespräsidentin Leuthard: „Deshalb meine ich effektiv, dass der Antrag Wasserfallen dieses Problem nicht auf die lange Bank schieben will. Er sagt, dass wir, wie die Kommission das vorhatte, hier etwas tun müssen, dass es aber nicht nur wirtschaftspo-



Energie ist dann aber bereits zu entnehmen, dass erst *Ende Sommer 2018* mit einer Vernehmlassungsvorlage für ein neues Marktdesign zu rechnen sei⁴. Folgerichtig ist es, zusammenfassend deshalb angezeigt, die Dauer der Übergangsregelung nicht an eine konkrete Jahreszahl, sondern an die *Inkraftsetzung* des neuen Marktmodells zu knüpfen. Nur dies gewährleistet eine echte Koordination.

C. Zusammenfassung

- 26 Gestützt auf die vorstehenden Erwägungen **beantragen** wir die derzeitige Wasserzinsregelung bis zum Inkrafttreten des marktnahen Modells gemäss Art. 30 Abs. 5 nEnG zu verlängern:

ANTRAG:

Änderung von Art. 49 Abs. 1, erster Satz:

¹ Der Wasserzins darf *bis zum Inkrafttreten des marktnahen Modells gemäss Artikel 30 Absatz 5 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG)* jährlich 110 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung nicht übersteigen. (...)

Änderung von Art. 49 Abs. 1^{bis}:
Aufheben.

litisch für die Unternehmen begründet sein kann. Es muss auch energiepolitisch und für die Konsumenten, die diese Preise zu bezahlen haben, stimmen. Es muss eine nachhaltige Lösung sein. Wir haben sie auch noch nicht. Wir haben verschiedene Ansätze. Das haben wir der Kommission mitgeteilt und gesagt: Im Herbst sind wir so weit, dass wir die Ergebnisse vertieft haben“ (Amtliches Bulletin, Nationalrat Sommersession 2017, Zweite Sitzung, 30.05.17, 08h00; Geschäft 16.035).

⁴ Brief vom 20. Juni 2017 des Bundeamtes für Energie an die Stakeholder der Revision des Stromversorgungsgesetzes.



IV. ALTERNATIVVARIANTE FÜR DIE ÜBERGANGSREGELUNG (Art. 49 Abs. 1 und 1^{bis})

A. Einleitung

- 27 Der EB zur Teilrevision - nicht aber auch der konkret vorgelegte Gesetzestext - enthält für die Übergangsregelung einen Alternativvorschlag. Diesem entsprechend soll es nur punktuelle Wasserzinsreduktionen für klar defizitäre Kraftwerke geben, wobei als Voraussetzung die Marktprämienberechtigung für Grosswasserkraftwerke gemäss Artikel 30 nEnG herangezogen werden könne.

B. Grundsätzliche Haltung

- 28 Die oben in Kapitel III. enthaltenen Erwägungen zur verfehlten Ursachenanalyse (Ziff. III./B./1.), zum inakzeptablen Präjudizierungsversuch (Ziff. III./B./2.), zur inkonsistenten Argumentation des Bundesrates (Ziff. III./B./3.), zur mangelnden Beteiligung des Bundes (Ziff. III./B./5.) und zur nicht sachgerecht geregelten Geltungsdauer der Übergangsregelung (Ziff. III./B./7.) gelten gleichermassen auch für die Alternativvariante, weshalb ausdrücklich darauf verwiesen wird. Vor diesem Hintergrund besteht grundsätzlich auch keinerlei sachliche und politische Notwendigkeit für punktuelle Wasserzinssenkungen. Auch die ECom gelangt in ihrer Analyse vom 26. Juni 2017 zuhanden der UREK des Nationalrates zum Schluss, dass allfällige Unterdeckungen von den Gesellschaften getragen werden können und auch sollen.

C. Alternativvariante nur unter klaren Bedingungen

- 29 Im Sinne der von den Gebirgskantonen mit den Elektrizitätsgesellschaften gepflegten partnerschaftlichen Politik waren und sind die Gebirgskantone bereit, Unterstützungsmassnahmen zu prüfen, wenn eine Gesellschaft nachweislich Schwierigkeiten hat. Deshalb verschliessen sich die Gebirgskantone einer Übergangsregelung mit punktuellen (einzelfallweisen) Wasserzinsreduktionen nicht generell. Dabei muss aber folgender zwingender Grundsatz gelten: „**Wer über die Marktprämie hinaus eine Unterstützung beanspruchen will, der muss vollständige Datentransparenz gewährleisten**“. In diesem Sinne konkretisieren die Gebirgskantone den Alternativvorschlag des Bundesrates mit folgenden **zwingenden und kumulativ zu erfüllenden Bedingungen (Anspruchsvoraussetzungen)**:

- 1) Die Prüfung einer punktuellen Wasserzinsreduktion erfolgt nur dann, wenn eine Marktprämie ausgerichtet wird;
- 2) Die Berechnung der punktuellen Wasserzinsreduktion erfolgt nur unter vorangehender vollständiger Anrechnung der ausgerichteten Marktprämie;
- 3) Die punktuelle Wasserzinsreduktion wird ausschliesslich auf dem nachweislich am Markt abgesetzten Wasserkraftstrom gewährt (nicht auch auf dem in der Grundversorgung abgesetzten Wasserkraftstrom);
- 4) Zusätzlich zu den für die Ausrichtung der Marktprämie geltenden Kriterien haben die Gesuchsteller und Gesuchstellerinnen vollständige Transparenz zur Kosten- und Erlöseseite zu gewährleisten;
- 5) Auf der Kostenseite werden keine Eigenkapital-Verzinsungen akzeptiert;
- 6) Die Eigner der Kraftwerkgesellschaft haben einen Dividendenverzicht zu erklären;
- 7) Die Eigner der Kraftwerkgesellschaft haben sich in zumutbarer Weise an der Problemlösung zu beteiligen;



- 8) Die punktuelle Wasserzinsreduktion wird gewährt, soweit dies zur Deckung der Gestehungskosten des einzelnen Kraftwerkes erforderlich ist, maximal jedoch im Umfange von CHF 10.00/kW_{brutto} (Senkung von CHF 110/kW_{brutto} auf CHF 100/ kW_{brutto});
- 9) Die punktuelle Wasserzinsreduktion erfolgt in Form einer Stundung, d.h. die entsprechende Kraftwerksgesellschaft muss die erhaltene Reduktion zurückzahlen, wenn sie wieder Gewinn erzielt;
- 10) Der Bund muss sich seinerseits mit eigenen Mitteln an der Unterstützung des entsprechenden Kraftwerkes beteiligen.

D. Antrag zur Konkretisierung der Alternativvariante

- 30 Gestützt auf die vorstehenden Erwägungen stellen die Gebirgskantone nachstehenden Antrag zur Konkretisierung des vom Bundesrat unterbreiteten Alternativvorschlags. Die Unterstützungen des Bundes sind von diesem noch zusätzlich auf Gesetzesebene zu regeln. Zudem ist auch noch zu prüfen, ob einzelne Bestimmungen allenfalls auch auf Verordnungsebene verankert werden können:

ANTRAG:

Änderung von Art. 49 Abs. 1, erster Satz:

¹ Der Wasserzins darf *bis zum Inkrafttreten des marktnahen Modells gemäss Artikel 30 Absatz 5 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG)* jährlich 110 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung nicht übersteigen. (...)

Änderung von Art. 49 Abs. 1^{bis}, 1^{ter} und 1^{quater} (neu):

^{1bis} *Bis zum Inkrafttreten des marktnahen Modells gemäss Artikel 30 Absatz 5 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG) wird der Wasserzins jährlich um CHF 10 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung, höchstens aber bis zur Deckung der Gestehungskosten, gesenkt, wenn die Betreiber von Grosswasserkraftanlagen im Sinne von Art. 30 Absatz 1 und 2 EnG bzw. ihre Eigner den Nachweis erbringen, dass die Gestehungskosten der Elektrizität aus diesen Anlagen trotz Anrechnung der Marktprämie gemäss Art. 26 EnG sowie nach Abzug einer Eigenkapitalverzinsung, nach einem Dividendenverzicht und nach zumutbaren Stützungsmaßnahmen der Eigner sowie nach Unterstützungen des Bundes nicht gedeckt werden können.*

^{1ter} *Verkaufen die Betreiber bzw. ihre Eigner im Sinne von Art. 30 Absatz 1 und 2 EnG die Elektrizität aus den Anlagen am Markt wieder über den Gestehungskosten ist die gewährte Reduktion gemäss Absatz 1^{bis} an den Bund und die Kantone zurückzuzahlen. Letztere verteilen die Rückzahlungen nach Massgabe ihres Rechts anteilmässig auf die wasserzinsberechtigten Gemeinwesen.*

^{1quater} *Der Bundesrat regelt die Einzelheiten, insbesondere:*

- a. *die Anforderungen an die vollständige Übersicht über die Gestehungskosten der Elektrizität der betroffenen Anlagen sowie über die mit dieser erzielten Erlöse;*
- b. *die vom Gesuchsteller für den Dividendenverzicht zu erfüllenden Kriterien;*
- c. *die Kriterien für zumutbare Stützungsmaßnahmen der Gesellschaftseigner;*
- d. *die Ausgestaltung der Stundungsbedingungen;*
- e. *die Unterstützungen des Bundes.*



IV. ERMÄSSIGUNG WASSERZINS BEI GEWÄHRUNG VON INVESTITIONSBEITRÄGEN (Art. 50a)

- 31 Dieser Teil der vorgeschlagenen WRG-Teilrevision geht auf die Motion der UREK-S vom 26. August 2014 zurück (14.3668). Der Vorschlag zur kompletten Wasserzinsbefreiung im Falle einer Gewährung von Investitionsbeiträgen gemäss EnG gründet auf dem Gedanken, dass die verleihenden Gemeinwesen keinen Wasserzins erhalten sollen, wenn das Kraftwerk nur dank Investitionshilfen aus dem entsprechenden Netzzuschlag realisiert werden kann. Die Gebirgskantone lehnen diesen Vorschlag nicht grundsätzlich ab. Der vorgeschlagene komplette Wasserzinsverzicht für die Baufrist und während 10 Jahren ab Inbetriebnahme des Werkes hat aber den gravierenden Mangel einer nicht nötigen Starrheit an sich, sowohl bezüglich des Verzichtumfangs als auch bezüglich dessen Dauer.
- 32 Die vorgeschlagene Regelung ist nicht sachgerecht und verunmöglicht eine Gleichbehandlung der Kraftwerke. Zum einen bewirken die Massnahmen (Neuanlage, erhebliche Erweiterung, erhebliche Erneuerung) unterschiedliche Leistungserhöhungen. Zum andern werden sowohl die Investitionen der Kraftwerke als auch die Höhe der ausgerichteten Investitionshilfen sehr unterschiedlich ausfallen. Es ist eine gesetzliche Grundlage zu schaffen, die **massgeschneiderte Lösungen** zulässt. Zusammenfassend **unterbreiten die Gebirgskantone** deshalb folgenden **Gegenvorschlag**:

ANTRAG:

Änderung von Art. 50a:

¹ Bei Wasserkraftwerken, für die ein Investitionsbeitrag nach Art. 26 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG) ausgerichtet wird, gelten die folgenden Ermässigungen:

- a. Für eine Neuanlage (Art. 24 Abs. 1 Bst. b Ziff. 1 EnG): ***Eine Ermässigung des Wasserzinses, die sich bezüglich Umfang und Dauer aufgrund der getätigten Investition, dem erhaltenen Investitionsbeitrag und der gesamten Bruttoleistung richtet. Bezüglich Dauer ist eine maximale Befreiung während der für den Bau bewilligten Frist und während 10 Jahren ab der Inbetriebnahme möglich. Bezüglich des Umfangs kann der Wasserzins teilweise oder gänzlich ermässigt werden.***
- b. Für eine erhebliche Erweiterung einer bestehenden Anlage (Art. 24 Abs. 1 Bst. b Ziff. 2 EnG): ***Eine Ermässigung des Wasserzinses richtet sich nach den Kriterien gemäss Buchstabe a, wobei ausschliesslich die zusätzliche Bruttoleistung massgebend ist.***
- c. Für eine erhebliche Erneuerung einer bestehenden Anlage (Art. 24 Abs. 1 Bst. b Ziff. 2 EnG): ***Eine Ermässigung des Wasserzinses richtet sich nach den Kriterien gemäss Buchstabe a, wobei die zusätzliche Bruttoleistung nur dann mitberücksichtigt wird, wenn eine solche erfolgt.***

² Sinngemässe Ermässigungen gelten auch für die besonderen Steuern nach Artikel 49 Absatz 2.



V. GRENZKRAFTWERKE - ABSTIMMUNG IM INTERNATIONALEN VERHÄLTNIS (Art. 7 und Art. 49 Abs. 1 letzter Satz)

- 33 Gemäss Ausführungen im EB bewirkt dieser Vorschlag keine materielle Änderung zum geltenden Recht (Ziff. 1.2 in fine). Damit mangelt es der vorgeschlagenen Anpassung eigentlich an der fundamentalen Voraussetzung für eine Gesetzesrevision. Es ist auch nicht ersichtlich, wo der Nutzen der vorgeschlagenen Gesetzesänderung liegen soll. Die Gebirgskantone lehnen den unterbreiteten Vorschlag nicht grundsätzlich ab, **verlangen aber in der Botschaft klarere Aussagen zum nachweislichen Nutzen des Revisionsvorschlages. Zugleich behaften sie den Bund bei seiner Aussage, dass diese Teilrevision keinerlei materielle Änderung zum geltenden Recht, namentlich im Verhältnis zu den betroffenen Kantonen, hat. Auch diesbezüglich ist eine explizite Zusicherung in der Botschaft des Bundesrates erwünscht.**

VI. BERECHNUNG DER BRUTTOLEISTUNG (Art. 51 Randtitel und Abs. 1)

- 34 Da dieser Teil des Revisionsvorschlages eine bloss sprachliche Präzisierung enthält, haben wir **keine Bemerkungen.**

VII. FLEXIBILISIERUNG DES WASSERZINSMAXIMUMS (Konsultativbefragung)

A. Unkoordiniertes Vorgehen

- 35 Wie bei Ziff. II./A. einleitend erwähnt, ist eine seriöse Stellungnahme zu einem neuen Modell für das Wasserzinsmaximum in Unkenntnis des neuen Modells für den Strommarkt nicht möglich. Wir erachten es deshalb auch nicht für adäquat, im EB ein konkretes Modell für die Flexibilisierung des Wasserzinsmaximums zu präsentieren, obwohl dieses explizit nicht Teil der Vorlage bildet.
- 36 Mit genau denselben Gründen hätten auch Vorschläge für das künftige Marktmodell unterbreitet und einer „Konsultation“ unterbreitet werden können, zumal auch diesbezüglich verschiedene Modelle bereits verwaltungsintern und -extern andiskutiert worden sind. Das Vorgehen ist umso unverständlich, als vom Bundesrat in der Junisession wiederholt und mit Nachdruck darauf hingewiesen worden ist, dass es eine *Gesamtschau* benötige, um konsistente Lösungen zu finden.

B. Unhaltbarer Versuch zur Schaffung eines Präjudizes

- 37 Es ist für die Gebirgskantone deshalb offensichtlich, dass mit der Präsentation des flexiblen Modells und der in diesem Zusammenhang erwähnten „indikativen“ Zahlen die erst noch zu führende Diskussion zum neuen Modell für das Wasserzinsmaximum präjudiziert werden soll. Die als Übergangsregelung vorgeschlagene Senkung auf CHF 80.--/kW_{brutto} dient - aus dieser Betrachtung - einzig dem Zweck, einen psychologischen „Anker“ zu setzen, um das Wasserzinsmaximum dann von einer bereits reduzierten Basis aus in einem nochmaligen, gleichgrossen Schritt auf letztlich CHF 50.--/kW_{brutto} (Sockel) zu senken.
- 38 In unseren vorstehenden Erwägungen zum Hauptvorschlag haben wir aber eingehend dargelegt, dass bereits die als Übergangsregelung vorgeschlagenen Senkung des Wasserzinsmaximums auf CHF 80.--/kW_{brutto} unter mehreren Aspekten sachlich nicht gerechtfertigt ist und allerhöchstens *einzelfallweise*,



an klare Anspruchsvoraussetzungen geknüpfte Wasserzinssenkungen in Frage kommen können. Entsprechend sind die Gebirgskantone auch in keiner Weise bereit, „die Übergangslösung als vorbereitende Anpassung vor einer langfristigen Lösung zu sehen“, wie dies im EB ausgeführt wird (EB, Ziff. 1.3).

- 39 Gestützt auf die vorstehenden Erwägungen, weil das Modellbeispiel nicht Gegenstand der heutigen Vorlage bildet und weil ein künftiges Modell für das Wasserzinsmaximum nicht ohne Kenntnis des künftigen Marktmodells seriös beurteilt werden kann, **verzichten die Gebirgskantone im gegenwärtigen Zeitpunkt auf eine nähere Stellungnahme zum präsentierten flexiblen Modell für das Wasserzinsmaximum.** Auf eine Stellungnahme kann sich die RKGK erst einlassen, wenn die Ausgestaltung des neuen Strommarktmodells bekannt ist. Die Gebirgskantone halten aber bereits heute in aller Deutlichkeit fest, welche **fundamentalen Eckpunkte** ein künftiges Modell **zwingend** abdecken muss:

ZWINGENDE ECKPUNKTE FÜR EIN KÜNFTIGES WASSERZINSMODELL

- Das Modell muss die **gesamte jeweils mögliche Wertschöpfung** abbilden, die mit der Wasserkraftnutzung erzielt werden kann (z.B. Einbezug von Erlösen aus Systemdienstleistungen, Zertifikaten, Kapazitätszuschlägen sowie Handelsprodukten, wie Intraday-Handel u.a.). Nur dann ist nämlich wirklich gewährleistet, dass die Wasserkraftkantone in fairer Weise an der sogenannten Ressourcenrente partizipieren. Mit anderen Worten reicht es in keiner Weise aus, die Ressourcenrente alleine von einem Börsenpreis abhängig zu machen.
- Die Kraftwerkgesellschaften bzw. deren Eigner sind zur **vollständigen Transparenz** zu verpflichten, d.h. sie haben gegenüber den Kantonen bezüglich Kosten und Erlöse mindestens folgende Angaben zu machen:
 - 1) Bekanntgabe der tatsächlich turbinieren Wassermengen und der detaillierten Turbinierungsstunden jeweils per Ende Jahr auf einer öffentlich zugänglichen Internetseite (Homepage);
 - 2) Nachweis der Gestehungskosten unter Ausklammerung von Eigenkapital-Renditen und Dividenden. Allfällige Overheadkosten sind plausibel nachzuweisen;
 - 3) Bekanntgabe, wie die im Kraftwerk produzierte Elektrizität in welchen Märkten (SDL-Markt sowie künftig andere Märkte) eingesetzt wurde und welche Erträge dadurch erzielt worden sind;
 - 3) Bekanntgabe, welcher Anteil des in der Anlage produzierten Stroms als Ökostrom und mit welchem Erlös verkauft worden ist;
 - 4) Bekanntgabe, wieviel Strom aus der betreffenden Anlage im geschlossenen Markt abgesetzt worden ist bzw. welcher Anteil dem Kraftwerk zugerechnet wird;
 - 5) Bekanntgabe, welche Handelsgewinne erwirtschaftet wurden und welche auf den Einsatz bzw. das Vorhandensein des Kraftwerks zurückzuführen sind.
- Die Behandlungen dieser Daten durch die Kantone untersteht der **Vertraulichkeit analog dem Steuerrecht.**
- Die Datentransparenz muss - zu Plausibilierungs- und anderweitig vollzugsseitig begründeten Zwecken - zusätzlich, zumindest aber **subsidiär, unter Einbezug von staatlichen Aufsichtsbehörden wie die ECom** sichergestellt werden können.
- Das Modell darf **keinerlei Wälzung des Wasserzinses über einen Netzzuschlag** vorsehen;
- Das Modell ist so zu gestalten, dass Gemeinden und Kantone **auch künftig noch bereit sind, Konzessionen zu verleihen.**



DIE GEBIRGSKANTONE

Regierungskonferenz der Gebirgskantone
Conférence gouvernementale des cantons alpins
Conferenza di governi dei cantoni alpini
Conferenza de las regenzas dals chantuns alpins

Wir danken Ihnen nochmals für die Möglichkeit zur Stellungnahme und wir ersuchen den Bundesrat unseren Argumenten bei der Überarbeitung der Vorlage ernsthafte Beachtung zu schenken.

Mit freundlichen Grüßen

REGIERUNGSKONFERENZ DER GEBIRGSKANTONE

Der Präsident:

Dr. Christian Vitta

Der Generalsekretär:

Fadri Ramming

Beilagen:

- „Erträge mit der Wasserkraft in den Jahren 2000 -2016“ - Grundlagenbericht 28.08.2017; erstellt im Auftrag der Gebirgskantone und der Kantone Aargau und Bern durch BHP - Hanser und Partner AG, Zürich
- „Das Erlöspotenzial der Schweizer Grosswasserkraft“ - Studie vom 28.08.2017; erstellt im Auftrag der Gebirgskantone durch Prof. Dr. Karl Frauendorfer, Institute für Operations Research und Computational Finance, Universität St.Gallen

Kopie an:

- revision-wrg@bfe.admin.ch



Umweltfreisinnige St.Gallen
ökologisch – liberal – realistisch
www.umweltfreisinnige.ch

Per Email

Bundesamt für Energie

Sektion Wasserkraft

3003 Bern

revision-wrg@bfe.admin.ch

Vorlage Wasserzins

Sehr geehrte Damen und Herren

Die Umweltfreisinnigen St.Gallen (UFS) setzen sich seit bald 25 Jahren dafür ein, dass Ökologie und Ökonomie nachhaltig in Einklang gebracht werden können. Unter anderem ist Energie eines unserer Kernthemen, insbesondere unterstützen wir die Förderung von erneuerbaren Energien.

Es ist eine Tatsache, dass das Wasservorkommen in den Gebirgsregionen mit den tatsächlichen finanziellen Bedürfnissen der entsprechenden Gebiete keinen Zusammenhang hat. Der Wasserzins muss bezahlt werden, ob das Kraftwerk die Wasserenergie nutzt oder nicht, ob es mit Teillast fährt oder sogar zeitweise den Betrieb einstellen muss. Betriebswirtschaftlich sind es Fixkosten, völlig unabhängig vom verkauften Strom und dessen Verkaufserlös. Der Wasserzins ist somit eher eine Steuer oder eine Subvention als eine Entschädigung für eine erbrachte Leistung. Damit ist das System nicht ökonomisch und aus betriebswirtschaftlicher Sicht unsinnig.

Bezüglich erneuerbarer Energieproduktion ist der Wasserzins ein Kostenfaktor, der die Konkurrenzfähigkeit des Wasserkraftstroms verschlechtert. Der Wasserzins ist somit auch ökologisch nicht sinnvoll. Eine schrittweise Anpassung des Wasserzinses ist demnach zu begrüßen, eine Bestandesgarantie lehnen wir ab. Wir fordern jedoch, dass die Reduktion des Wasserzinses den Endnutzern zu Gute kommt und die Strompreise entsprechend günstiger werden. Damit würde auch die Energie aus Wasserkraft attraktiver und konkurrenzfähiger.

Unter den vorstehenden Bedingungen unterstützen wir die vorgeschlagene Änderung des Wasserrechtsgesetzes, wonach das Wasserzinsmaximum in einer Übergangszeit bis 2022 jährlich auf CHF 80.00 pro Kilowatt Bruttoleistung herabgesetzt werden soll. Ziel muss eine flexible Anpassung des Wasserzinses sein.

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit zur Stellungnahme und bitten um die Berücksichtigung unseres Anliegens.

Freundliche Grüsse
Umweltfreisinnige St.Gallen

Raphael Lüchinger, Präsident

Bundesamt für Energie
Sektion Wasserkraft
3003 Bern

Bern, 28. September 2017 /MM
Wasserzins nach 2019

Per Mail an: revision-wrg@bfe.admin.ch

Revision des Wasserrechtsgesetzes: Wasserzinsregelung nach 2019 Vernehmlassungsantwort der FDP.Die Liberalen

Sehr geehrte Damen und Herren

Für Ihre Einladung zur Vernehmlassung oben genannter Vorlage danken wir Ihnen. Gerne geben wir Ihnen im Folgenden von unserer Position Kenntnis.

Allgemeine Beurteilung

FDP.Die Liberalen anerkennt den Wasserzins als politisch festgelegtes Entgelt für die Nutzung der Ressource Wasser und für die entgangenen Einnahmen für mögliche anderweitige Nutzungen dieser Ressource. Trotzdem darf der Wasserzins und dessen Höhe nicht als heilige Kuh angesehen werden. Bereits bei der letzten Erhöhung des Wasserzinses (pa. Iv. [08.445](#)) hat die FDP-Fraktion im Nationalrat erfolglos ein „Nicht-Eintreten“ gefordert und sich damit u.a. gegen eine erneute Erhöhung des Wasserzinses von 80.- Fr. pro Kilowatt Bruttoleistung auf 110.- Fr. / kW_{br} ab 2015 ausgesprochen. Mit dieser Erhöhung über die Revision des Wasserrechtsgesetzes (WRG) wurde der maximale Wasserzins seit seiner Einführung 1918 teuerungsbereinigt bereits verdreifacht. Interessanterweise fand ein Grossteil dieser Erhöhungen erst nach 1970 statt, zu einem Zeitpunkt, als die meisten Wasserkraftwerke in der Schweiz bereits gebaut waren. Alle diese politischen Entscheide zur Erhöhung des Wasserzinses wurden völlig unabhängig von den laufenden Konzessionsdauern mit vertraglich vereinbarten Konditionen gefällt, von denen der grösste Teil bereits früher abgeschlossen wurde. Gleiches gilt für den ersten Schritt der Liberalisierung des Strommarktes im Jahr 2009. Der damit eingeläutete Paradigmenwechsel, der leider bis heute nicht vollständig zu Ende geführt wurde, hatte entsprechend einschneidende Konsequenzen für alle betroffenen Akteure.

Aufgrund dieser Eingriffe in das ursprüngliche Wasserzinsregime und den grundlegend veränderten Rahmenbedingungen fordert die FDP nun eine substanzielle Anpassung bzw. die Flexibilisierung des heutigen Wasserzinsmodells.

Übergangslösung ab 2019

Für die FDP steht die Neuregelung des Wasserzinsregimes im Vordergrund. Ein etappenweises Vorgehen mit der beantragten Übergangsregelung ab 2019 und der Reduktion des Wasserzinses auf 80.- Fr. / kW_{br} lehnt die FDP ab. Eine allfällige Reduktion des Wasserzinses sollte viel eher als Druckmittel benutzt werden, damit die Verhandlungen zur Flexibilisierung des Wasserzinses rascher voranschreiten. Führen die Gespräche zwischen den betroffenen Standortkantonen/-gemeinden, den Stromproduzenten und der Verwaltung weiterhin zu keiner Kompromisslösung, muss der maximale Wasserzins spätestens ab 2023 auf 80.- Fr. / kW_{br} gesenkt werden.

Mit der zur Diskussion gestellten Variante der Übergangsregelung in Form eines differenzierten Wasserzinsmaximums ist die FDP ebenfalls nicht einverstanden. Würden nur jene Kraftwerke von einem tieferen Wasserzins profitieren, die klar defizitär sind, müsste eine relativ willkürlich festgelegte

Diskriminierung in Kauf genommen werden. Auch ist völlig unklar, wie diese Lösung in der Praxis umzusetzen wäre. Unabhängig davon ist für die FDP unbestritten, dass der Vollzugsaufwand für eine so kurze Periode in keinem Verhältnis zum Nutzen dieser Massnahme steht. Die FDP erinnert dabei an die aufwändige Beratung und komplexe Umsetzung der Marktpremie zugunsten der Grosswasserkraft.

Langfristiges Modell ab 2023

Die FDP hat bereits mit dem Fraktionspostulat [16.3750](#) die wichtigsten Forderungen für ein zukünftiges Strommarktmodell definiert. Dabei wurde unter anderem darauf hingewiesen, dass das heutige Wasserzinsmodell zwingend flexibilisiert werden muss. Das bestehende Modell der fixen Wasserzinse entspricht nicht mehr der ursprünglichen Ausgangslage mit einem geschützten Strommarkt. Dies wird noch viel weniger der Fall sein, wenn die von der FDP geforderte vollständige Liberalisierung des Strommarktes vollzogen wird. Umso mehr ist es notwendig, dass das heutige Wasserzinsmodell überdacht wird und sich mehr an den am Markt gehandelten Preisen orientiert. Die FDP begrüsst darum die vom Bundesrat bereits zur Diskussion gestellte Stossrichtung des zukünftigen Wasserzinsmodelles ab 2023. Die Schweizer Wasserkraft muss im äusserst umkämpften Strommarkt wettbewerbsfähig bleiben und von den zu hohen Fixkosten entlastet werden. Die FDP bekennt sich trotzdem zu einem fixen Teil des Wasserzinses zulasten der Stromproduzenten, jedoch auf deutlich tieferem Niveau, damit das Entgelt für die Ressource sichergestellt ist. Dieser Teil soll durch einen variablen Teil ergänzt werden, der sich an den Marktpreisen orientiert. Betreffend der genauen Festlegung der dafür notwendigen Richtwerte, wie die fixen und variablen Teile oder deren Steigung, wird sich die FDP im Rahmen der entsprechenden Vorlage äussern.

Der gesetzlich festgelegte Endtermin der Übergangsperiode im Jahr 2022 gemäss neuem Art. 49 Abs. 1 WRG sollte jedoch durch ein klares Bekenntnis zur Flexibilisierung ersetzt werden: „Der Bundesrat unterbreitet der Bundesversammlung rechtzeitig einen Erlassentwurf für die Flexibilisierung des Wasserzinses für die Zeit nach dem 1. Januar 2023.“

Weitere Gesetzesänderungen

Mit der Umsetzung der Energiestrategie 2050 können Wasserkraftanlagen über den neuen Art. 26 EnG einen Investitionsbeitrag für Neuanlagen, erhebliche Erweiterungen und Erneuerungen in Anspruch nehmen. Folglich ist es richtig, dass solche Anlagen nach der Inbetriebnahme keinen Wasserzins bezahlen müssen. Ansonsten würde der Investitionsbeitrag durch die hohe Abgabenlast wieder an die Standortkantone und Gemeinden abfliessen. Aus diesem Grund unterstützt die FDP die Anpassung von Art. 50a WRG und die zehnjährige Befreiung vom Wasserzins für Anlagen, die einen Investitionsbeitrag erhalten.

Wir danken Ihnen für die Gelegenheit zur Stellungnahme und für die Berücksichtigung unserer Überlegungen.

Freundliche Grüsse

FDP.Die Liberalen
Die Präsidentin

Der Generalsekretär

Petra Gössi
Nationalrätin

Samuel Lanz



Ennenda, 3. Oktober 2017

Frau Bundespräsidentin
Doris Leuthard
Vorsteherin Departement Umwelt, Verkehr
Energie und Kommunikation (UVEK)
Kochergasse 6
CH-3003 Bern

Stellungnahme zur Revision des Wasserrechtsgesetzes

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin

Die BDP des Kantons Glarus nimmt zur vorgeschlagenen Revision des Wasserrechtsgesetzes – bei dem insbesondere das Wasserzinsmaximum von Fr. 110.-- auf Fr. 80.-- pro Kilowatt Bruttoleistung ($\text{kW}_{\text{brutto}}$) gesenkt werden soll – wie folgt Stellung:

1. Auf die Senkung des Wasserzinsmaximums ist zu verzichten

Die heutzutage tiefen Strompreise sind definitiv nicht eine Folge der gültigen Wasserzinsen. Viel eher sind Fehlentscheide der (internationalen und nationalen) Politik Ursache der tiefen Energiepreise. Es ist für uns deshalb nicht nachvollziehbar, weshalb ausgerechnet die Gebirgskantone für eine verfehlte Energiepolitik zur Kasse gebeten, respektive eine um rund 27 % kleinere Entschädigung erhalten sollen.

Eine Senkung des Wasserzinsmaximums von Fr. 110.-- auf Fr. 80.-- pro $\text{kW}_{\text{brutto}}$ würde für den Kanton Glarus und dessen Gemeinden einen Ausfall von rund 3.4 Millionen Franken bedeuten. Dies mag aus Sicht von Bundesbern ein bescheidener Betrag sein, für unseren Kanton ist dies jedoch ein nicht unwesentlicher Betrag, entspricht dies doch rund Fr. 85.-- pro Einwohner.

Weiter möchten wir darauf hinweisen, dass gemäss einer Studie der BHP – Hanser und Partner AG – in den letzten 16 Jahren (2000 – 2016) mit der Wasserkraft über die gesamte Wertschöpfungskette hinweg gesehen, immer ein Gewinn erzielt werden konnte. Ein Indiz mehr, dass keine Notwendigkeit besteht, das Wasserzinsmaximum zu senken.

Auch zu beachten ist, dass mit der Annahme des neuen Energiegesetzes durch das Schweizer Volk am 21. Mai 2017, auch einem jährlichen Beitrag von 120 Millionen Franken – ab 2018, befristet auf fünf Jahre – zugunsten der Wasserkraftwerke zugestimmt hat. Mit der vom Bundesrat vorgeschlagenen Wasserzinssenkung – die gesamtschweizerisch rund 150

Millionen Franken betragen würde – wäre dies dann eine Entlastung der Wasserkraftwirtschaft von rund 270 Millionen Franken.

2. Wasserzinsenanpassung und neues Strommarktdesign koordinieren

Unbestritten ist, dass die Schweiz ein neues Strommarktdesign braucht. Zurzeit ist unklar, wie dieses Model ausgestaltet wird. Stichworte wie “Strommarktöffnung in der Schweiz” und “Zusammenarbeit mit der EU” werden dabei von nicht zu unterschätzender Bedeutung sein. Insbesondere die Verhandlungen mit der EU dürften schwierig sein und wohl noch einige Zeit beanspruchen. Sicher ist, dass das neue Strommarktdesign die zukünftige Preisgestaltung des Stromes massgebend (mit-)bestimmen wird.

Wir sind deshalb klar der Meinung, dass die Festlegung des Wasserzinses (Wasserzinsmaximum) im Anschluss an ein etabliertes Strommarktdesign zu erfolgen hat und dass deshalb eine Senkung des Wasserzinsmaximums und – in einem zweiten Schritt – die Einführung eines zweistufigen Wasserzinses (fester und variabler Anteil) jetzt nicht angebracht sind.

Fazit

Die Gebirgskantone können nicht für eine schlechte Energiepolitik im In- und Ausland haftbar gemacht werden. Die Wasserkraft hat den entsprechenden Unternehmen und Konzernen über Jahrzehnte grosse Gewinne ermöglicht. Ein Energie-Preiseinbruch kann deshalb nicht postwendend auf die Randgebiete – die auch anderweitig ums Überleben kämpfen – abgewälzt werden. Die Entschädigung für die Nutzung der nach wie vor umweltfreundlichsten und zurzeit einzig speicherungsfähigen Energie muss angemessen sein. Dem Vorschlag des Bundesrates müssen wir deshalb eine klare Absage erteilen.

Wir bitten Sie, unsere Anliegen zu berücksichtigen und bei der Gesetzesrevision aufzunehmen.

Freundliche Grüsse

Karl Mächler *Karl Mächler*
Präsident der BDP des Kantons Glarus



Grünliberale Partei Schweiz
Laupenstrasse 2, 3008 Bern

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
Bundesamt für Energie
3003 Bern

Per E-Mail an: revision-wrg@bfe.admin.ch

5. Oktober 2017

Ihr Kontakt: Ahmet Kut, Geschäftsführer der Bundeshausfraktion, Tel. +41 31 311 33 03, E-Mail: schweiz@grunliberale.ch

Stellungnahme der Grünliberalen zur Revision des Wasserrechtsgesetzes. Wasserzinsregelung nach 2019

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir bedanken uns für die Vorlage und den Erläuternden Bericht zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung nach 2019) und nehmen dazu wie folgt Stellung:

Allgemeine Bemerkungen

Die Grünliberalen schätzen den Wert der einheimischen, emissionsarmen Wasserkraft hoch ein. Eine gute Ausnutzung des technischen und wirtschaftlichen Potenzials ist im Rahmen der Energiestrategie 2050 zwingend – immer unter Beachtung des Erhalts unwiederbringlicher Natur- und Landschaftsschätze.

Das wirtschaftliche Potenzial der Wasserkraft hängt stark von nationalen und internationalen Rahmenbedingungen ab. Diese Rahmenbedingungen sind möglichst Wasserkraft-freundlich auszugestalten. Idealerweise sähen die Grünliberalen hier ein Preismodell, bei dem alle Stromproduktionsarten ihre vollen Kosten inkl. Nebenkosten (Umweltbelastung, Gesundheitskosten, Risikoversicherungen) über den Stromerlös abdecken müssen. In einem solchen Preismodell wären ein klarer Kostenvorteil und damit die Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft zu erwarten. Als kleiner Schritt in diese Richtung würden die Grünliberalen die Erhebung eines CO₂-Zuschlages auf Importstrom sehr begrüßen.

Die Senkung und zukünftige Flexibilisierung des Wasserzinses werden im Sinne einer Sofortmassnahme und als zweitbeste Lösung unterstützt.

Wasserzinsniveau

Unbestritten ist, dass das Recht der Nutzung der Wasserkraft einen Wert hat und durch den Konzessionsnehmer abgegolten werden muss. Fraglich ist jedoch, wie hoch dieser Wert anzusetzen ist.

In der Vergangenheit ist der Wasserzins immer wieder erhöht worden, wobei nur ein Teil teuerungsbedingt war. Eine wichtige Begründung der Wasserzinserhöhung waren jeweils die guten Gewinne der Stromkonzerne am Stromverkauf. Mit der schrittweisen Erhöhung des Wasserzinses wurden die Kantone und Gemeinden als Konzessionsgeber an den wirtschaftlichen Gewinnen auf der Wasserkraftnutzung beteiligt. Es ist deshalb nur folgerichtig, dass in der heutigen Situation mit tiefen Strompreisen eine Senkung der Wasserzinsen möglich sein muss.

Art. 49

Die Grünliberalen unterstützen deshalb eine Rückkehr zum Wasserzinsniveau aus dem Jahr 2010 von 80.-Fr./kW.

Ausnahmeregelung und Variante

Die Grünliberalen stehen jeglichen Ausnahmeregelungen und Differenzierungen zwischen einzelnen Kraftwerken sehr kritisch gegenüber. Die Gesetzgebung sollte klar und einfach sein sowie verlässliche Rahmenbedingungen für alle Parteien schaffen. Dies betrifft einerseits die Ausnahme für Wasserkraftwerke, die einen Investitionsbeitrag erhalten (Art. 50a VE-WRG), und andererseits die Idee einer Reduktion des Wasserzinses nur für notleidende Kraftwerke (Variante gemäss Erläuterndem Bericht).

Art. 50a

Artikel 50a VE-WRG bedeutet eine zusätzliche Subvention dieser Kraftwerke, welche Investitionen in die zusätzliche Produktion von Wasserkraft fördern soll. Diese Förderung ist im Rahmen der Energiestrategie erwünscht. Von Seiten des Bundes werden die Kraftwerke über den Investitionsbeitrag unterstützt. Zusätzlich soll nun das wasserzinsberechtigten Gemeinwesen während 10 Jahren auf den Wasserzins verzichten. Dies führt zwar dazu, dass anfänglich die Gemeinwesen auf den Wasserzins verzichten müssen, doch werden dadurch Investitionen getätigt, die sonst allenfalls gar nicht erfolgen würden (neue bzw. erweiterte Produktion nicht marktfähig). Diese Investitionen führen nach einer Verzögerung zu neuen Einnahmen der Gemeinwesen für den grossen Teil der Konzessionsdauer. Die Grünliberalen erwarten aber, dass bei der Bemessung des Investitionsbeitrages nach Artikel 26 des Energiegesetzes (EnG) auf die zusätzliche Subvention durch den Erlass des Wasserzinses angemessene Rücksicht genommen wird. Der maximale Investitionsbeitrag sollte deshalb nur in Ausnahmefällen ausgeschöpft werden. Andernfalls besteht das Risiko einer Übersubventionierung.

Die Grünliberalen beantragen weiter folgende Änderung in Artikel 50a Absatz 1 Einleitungssatz VE-WRG: „Bei Wasserkraftwerken, für die ein Investitionsbeitrag nach Artikel 26 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG) ausgerichtet werden kann ~~wird~~, gelten die folgenden Ermässigungen:“

Begründung: Der Investitionsbeitrag nach Artikel 26 EnG hängt sowohl von einer Einzelfallbetrachtung als auch von Artikel 24 Absatz 1 EnG ab. Dieser wiederum schränkt die Gewährung des Investitionsbeitrages mit der Bedingung „sofern die Mittel reichen“ ein. Diese „Alles-oder-nichts“-Logik verstärkt die Unsicherheiten bezüglich der Rahmenbedingungen, mit denen ein Investor konfrontiert ist, und ist nicht im Sinne des Gesetzgebers.

Variante: Notleidende Kraftwerke

Inwieweit ein Kraftwerk „notleidend“ ist, ist an sich schon eine schwierige Frage. Noch schwieriger wird es in der Beurteilung, aus welchen Gründen ein Kraftwerk notleidend geworden ist. Wir Grünliberalen erachten es als falsch, dass Kraftwerke, die aufgrund von Misswirtschaft oder Fehlinvestitionen in diese Kategorie geraten, mit tieferen Wasserzinsen belohnt werden.

Die Grünliberalen sprechen sich für klare, verlässliche Rahmenbedingungen aus und lehnen eine Differenzierung zwischen notleidenden und nicht-notleidenden Kraftwerken ab.

Flexibilisierung des Wasserzinses

Im Vorschlag einer Flexibilisierung des Wasserzinses in Abhängigkeit eines Referenzmarktpreises erkennen die Grünliberalen nur Vorteile. Die seit Jahrzehnten faktisch praktizierte Anpassung des Wasserzinses an die Strommarktpreise wird gesetzlich festgelegt, ohne dass jedes Mal eine Gesetzesrevision notwendig wird. Das konzessionsberechtigten Gemeinwesen kann mit fixen Minimaleinnahmen aus dem Wasserzins rechnen und profitiert von steigenden Strommarktpreisen. Stromproduzenten erhalten mehr Investitionssicherheit sowie eine automatische Entlastung im Falle sinkender Strommarktpreise.

Wie schon erwähnt ist auch hier klarzustellen, dass der Wasserzins nicht nach der individuellen Rentabilität eines Wasserkraftwerks oder den Stromverkaufspreisen eines Energiekonzerns berechnet werden darf.

Der flexibilisierte Wasserzins soll sich einzig und allein auf einen schweizweit gültigen Referenzmarkpreis beziehen.

Wir danken Ihnen für die Gelegenheit zur Stellungnahme und die Prüfung unserer Anmerkungen und Vorschläge.

Bei Fragen dazu stehen Ihnen die Unterzeichnenden sowie unser zuständiges Fraktionsmitglied, Nationalrat Martin Bäumle, gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüssen



Jürg Grossen
Parteipräsident



Ahmet Kut
Geschäftsführer der Bundeshausfraktion

Raron, 10. Oktober 2017

Bundesamt für Energie
Sektion Wasserkraft

3003 Bern

revision-wrg@bfe.admin.ch

Stellungnahme der CSPO zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020)

Sehr geehrte Damen und Herren

Die CSPO bedankt sich für die Gelegenheit zur Stellungnahme über das randvermerkte Geschäft. Mit der Revisionsvorlage schlägt der Bundesrat vor, das Wasserzinsmaximum in einer Übergangsperiode in den Jahren 2020 bis 2022 von 110 Fr. / kW_{br} auf 80 Fr. / kW_{br} zu senken. Für die Zeit nach 2022 soll ein flexibles Modell für den Wasserzins eingeführt werden bestehend aus einem fixen und einem variablen, marktabhängigen Teil. Die genaue Ausgestaltung dieses flexiblen Modells liegt derzeit nicht vor. Die CSPO anerkennt, dass der Bundesrat eine Übergangslösung vorschlägt und die weitere Ausgestaltung mit dem zukünftigen Marktdesign verknüpft. **Die CSPO lehnt jedoch den vorliegenden Revisionsentwurf und damit die Senkung des Wasserzinsmaximums von 110 auf 80 Fr. / kW_{br} zum heutigen Zeitpunkt entschieden ab.** Die Senkung des Wasserzinses hätte für den Kanton Wallis und die konzедierenden Gemeinden Einbussen von über 40 Mio. Fr. pro Jahr zur Folge. Etliche Walliser Berggemeinden müssten bei einer derart massiven Reduktion der Wasszinsen einen erheblichen Verlust in ihrer Standortattraktivität hinnehmen. Die Negativspirale der Abwanderung würde weiter verstärkt.

Leider herrscht auf dem Strommarkt derzeit keine Transparenz. Während einige Konzerne über die hohen Lasten durch Steuern und Abgaben klagen, gleichzeitig aber gleichzeitig noch Dividenden in dreistelliger Millionenhöhe ausschütten, kommt die Aufsichtsbehörde ECom in ihrem im Sommer 2017 veröffentlichten Bericht zum

Schluss, dass die finanzielle Lage der Wasserkraftunternehmen mit wenigen Ausnahmen gar nicht so schlecht sei. So lange keine vollständige Transparenz herrscht, kann auch der Wasserzins, der politisch eindeutig und langfristig festgelegt ist, nicht neu verhandelt werden.

Der Energiesektor ist zudem in der Schweiz in einem grundlegenden Umbruch. Der Ausstieg aus der Kernenergie soll in zwei Etappen vollzogen werden. Die erste Etappe wurde vom Stimmvolk am 21. Mai 2017 nach intensiven Diskussionen im Parlament mit der Abstimmung über das Energiegesetz gutgeheissen. Auch die Stimmbevölkerung im Wallis und die CSPO haben dieser ersten Etappe zugestimmt. Verschiedene Massnahmen dieser ersten Etappe sind als kurzfristige Massnahmen konzipiert. So insbesondere die Unterstützungsmassnahmen für die Wasserkraft in Form der Marktprämie und der Investitionsprämie. Der ersten Etappe muss deshalb eine zweite Etappe folgen. Als zweite Etappe der Energiewende war ursprünglich vom Bundesrat die Einführung eines Klima- und Energielenkungssystems KELS geplant. Bereits in der Vernehmlassung zeichnete sich ab, dass dieses KELS politisch keine Chance hat. Das eidgenössische Parlament hat dies mit dem äusserst deutlichen Nichteintretensbeschluss auf die Vorlage bestätigt. Das Parlament ist sich aber auch bewusst, dass eine zweite Etappe folgen muss. Die Arbeiten für ein neues Strommarktdesign wurden deshalb bereits aufgenommen. Im Moment ist völlig unklar, in welche Richtung sich dieses neue Strommarktdesign entwickeln wird. Dieses neue Marktdesign ist aber entscheidend für die zukünftige Preisgestaltung auf dem Strommarkt und hat damit auch Einfluss auf die Diskussion rund um die Wasserzinsen. Dabei werden auch Fragen der Strommarktöffnung in der Schweiz und der Zusammenarbeit mit der Europäischen Union einen entscheidenden Einfluss haben. Die CSPO ist deshalb klar der Auffassung, dass die Frage des Wasserzinses erst aufgeworfen werden kann, wenn das neue Strommarktdesign beschlossen und in Kraft ist. So lange dieses neue Strommarktdesign nicht bekannt ist, ist die CSPO auch nicht bereit, über ein Modell der Flexibilisierung der Wasserzinsen zu diskutieren, welches im Vernehmlassungsbericht nur andeutungsweise zur Diskussion gestellt wird.

Christlichsoziale Volkspartei

Oberwallis (CSPO)

Der Präsident:

Schwestermann Alex

CVP Schweiz, Postfach, 3001 Bern

Per Mail: revision-wrg@bfe.admin.ch

Bern, 10. Oktober 2017

Vernehmlassung zur Revision des Wasserrechtsgesetzes: Wasserzinsregelung nach 2019

Sehr geehrte Damen und Herren

Sie haben uns eingeladen, zur Revision des Wasserrechtsgesetzes: Wasserzinsregelung nach 2019 Stellung zu nehmen. Für diese Gelegenheit zur Meinungsäusserung danken wir Ihnen bestens.

Allgemeine Bemerkungen

Die Wasserkraft ist die wichtigste einheimische Energiequelle der Schweiz. Der Strom aus den Wasserkraftwerken ist nachhaltig und zuverlässig. Ihre Bedeutung wird in Zukunft noch weiter zunehmen, unter anderem mit der Annahme der Energiestrategie 2050. Deshalb gilt es die Wasserkraft zu Gunsten der Versorgungssicherheit und den übergeordneten Zielen einer nachhaltigen Energieversorgung zu erhalten und auszubauen. In diesen Kontext gehört auch der Wasserzins. Dieser ist eine Gegenleistung an Kantone und Gemeinden für die Zurverfügungstellung der Ressource Wasserkraft und keine Subvention. Für diejenigen Regionen, in denen Wasserkraft genutzt wird, ist der Wasserzins eine wichtige und berechnete Einnahmequelle.

Die CVP setzt sich bereits seit langem für einen angemessenen Wasserzins ein. Die 2009 als notwendig erachtete Erhöhung der Wasserzinsen geht auf eine CVP-Motion von alt SR Hansheiri Inderkum (UR) zurück. Auch in Zukunft wird sich die CVP um eine angemessene Entschädigung der Ressource Wasser für die Kantone und Gemeinden bemühen.

Keine Senkung der Wasserzinsen

Die CVP lehnt eine Senkung des Wasserzinses zum heutigen Zeitpunkt entschieden ab. Aus ihrer Sicht sprechen derzeit drei wesentliche Punkte gegen eine Anpassung.

Erstens muss die Ausgestaltung eines neuen Wasserzinsmaximums im Zusammenhang mit einem neuen Strommarktmodell diskutiert werden. Der Bundesrat muss dem Parlament bis 2019 den Entwurf für ein neues marktnahes Modell im Strombereich vorlegen. Die Bundesverwaltung ist im Moment daran, dazu die Datengrundlagen zu erheben. Eine vorzeitige Beschlussfassung über die Wasserzinsen, welche mit einem neuen Strommarktmodell voraussichtlich wieder angepasst werden müssten, ist nicht angebracht. Eine Koordination der Regelung zu den Wasserzinsen mit dem neuen Strommarktmodell ist für die CVP zielgerichteter als eine vorgezogene, punktuelle Anpassung der Wasserzinsen.

Zweitens wird auf den 1. Januar 2018, wie vom Volk mit der Energiestrategie 2050 entschieden, eine Marktprämie für Grosswasserkraftwerke eingeführt. Diese generiert für Unternehmen mit Rentabilitätsproblemen bis zu 120 Millionen Franken jährlich. Aus Sicht der CVP gilt es diese neue Marktprämie zuerst einzuführen und Erfahrungen zu sammeln, bevor bereits weiterführende Massnahmen beschlossen werden.

Drittens herrscht eine grosse Unsicherheit über die wirtschaftliche Situation der Elektrizitätsgesellschaften. Ohne eine genaue Datengrundlage kann aus Sicht der CVP keine fundierte Entscheidung getroffen werden. Sollten die Unternehmen eine Unterstützung benötigen, müssen sie selber für Transparenz sorgen und ihre betriebswirtschaftliche Situation genau belegen.

Übergangslösung und Flexibilisierung

Aus den oben genannten Gründen lehnt die CVP die vorgeschlagene Übergangslösung sowie die im Erläuternden Bericht vorgeschlagene Alternative ab. Die heutige Regelung mit einem Wasserzinsmaximum von jährlich 110 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung muss bis zum Inkrafttreten eines neuen Marktmodells erhalten bleiben. Dazu muss das Bundesgesetz über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte entsprechend angepasst werden. Auch eine isolierte Flexibilisierung der Wasserzinsen ab 2022 – ohne ein neues ganzheitliches Marktmodell im Strombereich – kommt für die CVP nicht in Frage.

Weitere Gesetzesänderungen

Die Gesetzesänderung bezüglich der Ermässigung bei Gewährung von Investitionsbeiträgen, welche in der Revision des Wasserrechtsgesetzes vorgeschlagen wird, lehnt die CVP ebenfalls ab. Damit die nötigen Investitionen in bestehende und neue Kraftwerke getätigt werden, muss nach Einzelfalllösungen gesucht werden, welche auch die konzessionierenden Gemeinwesen mit einbeziehen.

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit zur Stellungnahme und verbleiben mit freundlichen Grüssen.

CHRISTLICHDEMOKRATISCHE VOLKSPARTEI DER SCHWEIZ

Sig. Gerhard Pfister
Präsident der CVP Schweiz

Sig. Béatrice Wertli
Generalsekretärin CVP Schweiz



T +41 31 3266604
E urs.scheuss@gruene.ch

Bundesamt für Energie
Sektion Wasserkraft
3003 Bern

11. Oktober 2017

Revision des Wasserrechtsgesetzes: Wasserzinsregelung nach 2019; Vernehmlassung

Sehr geehrte Damen und Herren

Im Zusammenhang mit der Vernehmlassung zur Wasserzinsregelung nach 2019 haben Sie die Grüne Partei der Schweiz zur Stellungnahme eingeladen. Wir danken Ihnen für die Gelegenheit, uns zur Vorlage zu äussern.

Die Grünen lehnen die Vorlage aus grundsätzlichen Überlegungen ab. Für weitere Massnahmen zu Gunsten der Wasserkraft müssen zunächst die tatsächlichen Produktionskosten transparent vorliegen. Dies ist bislang nicht der Fall. Verschiedene Untersuchungen zeigen, dass die Wasserkraft wirtschaftlich nicht so schlecht positioniert ist, wie oft behauptet wird. Erst wenn volle Kostentransparenz geschaffen ist, besteht eine verlässliche Grundlage, um weitergehende Massnahmen zur Förderung der Wasserkraft beurteilen zu können.

Verschiedene Gutachten (BHP – Hanser und Partner AG, 2016; enerprice, 2017) zeigen, dass die vorgebrachte wirtschaftliche Notlage der Wasserkraft nicht so dramatisch ist, wie sie vielerorts, inklusive dem erläuternden Bericht zur Vorlage, dargestellt wird. Strom aus Wasserkraft wies gemäss den genannten Gutachten in den letzten 15 Jahren konstante Gestehungskosten um 4.9 Rp./kWh auf und wurde beim Geschäft in der Schweiz auf Detailhandelsebene immer gewinnbringend verkauft (Reingewinn 2015 bei durchschnittlich 2.0 Rp./kWh). Auch im Aussenhandel wurde zwischen 2004 und 2015 ein durchschnittlicher Nettogewinn von 0.51 Rp./kWh erwirtschaftet.

Auch die EICom bezweifelt in ihrem veröffentlichten Bericht zuhanden der UREK-N, dass ein branchenweites Missing-Money Problem bestehe. Die EICom berechnet einen gesamthaften Betrag an Missing-Money von ca. 180 Mio. Franken. Da die Berechnung der Produktionskosten einen kalkulatorischen Gewinn von ca. 7.5% beinhalten, schliesst die EICom daraus, dass bei den gegebenen Zahlen und einer kalkulatorischen Eigenkapitalrendite von rund 350 Mio. Franken die Reduktion des Gewinns auf rund 170 Mio. Franken von den Eigentümern selbst getragen werden kann.

Eine flächendeckende indirekte Subventionierung, wie sie mit der Senkung des Wasserzinsmaximums angestrebt wird, kann aus den Ergebnissen der genannten Untersuchungen in keiner Weise abgeleitet werden. Vielfach wird der Strom aus Wasserkraft zudem an gebundene Kunden abgesetzt, welchen die Gestehungskosten hauptsächlich überwältzt werden.

Die Wasserkraft wird bereits im Rahmen des ersten Massnahmenpaketes der Energiestrategie 2050 mit umfassenden Fördermitteln versehen. Demgegenüber weist die Photovoltaik auf bestehenden Dachflächen ein wesentlich grösseres Potenzial auf als die stark genutzte Wasserkraft, und dies erst noch zu günstigeren Konditionen.

Die Einmalvergütung für PV-Anlagen ergibt umgerechnet auf die erwartete Laufzeit von 30 Jahren einen Förderbeitrag von ca. 2 Rp./kWh. Die spezifischen Ausbaurkosten der Wasserkraft sind dagegen wesentlich höher. Das Bundesamt für Energie hat in seinem Bericht „Auslegeordnung Strommarkt 2020“ zur Wasserkraft festgehalten: „Die durchschnittlichen, gewichteten Gesteungskosten aller vom BFE untersuchten Ausbau- und Erneuerungsprojekte betragen rund 14 Rp./kWh, also deutlich mehr als die aktuellen Marktpreise.“ Der Ausbau der Wasserkraft verteuert so den Schweizer Strom stärker als der Ausbau der Photovoltaik.

Aus obgenannten Gründen können die Grünen eine Senkung des Wasserzinses zur Förderung der Wasserkraft nicht nachvollziehen. Ohnehin darf vermutet werden, dass die Ersparnisse aus den tieferen Wasserzinsen nicht in die Sanierung der Wasserkraft fliessen werden, sondern in die Deckung der Produktions- inkl. Entsorgungskosten der Atomkraftwerke, die nur zu einem geringen Teil am Markt erwirtschaftet werden kann.

Das Gesagte gilt gleichermassen für die ebenfalls in den Vernehmlassungsunterlagen zur Diskussion gestellte Flexibilisierung des Wasserzinses. Vorbedingung für einen Systemwechsel sind transparente Entscheidungsgrundlagen.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen.

Für Fragen stehen wir gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse



Lisa Mazzone
Vizepräsidentin



Urs Scheuss
stv. Generalsekretär



Sozialdemokratische Partei der Schweiz / Parti Socialiste Suisse
Zentralsekretariat / Secrétariat central
Spitalgasse 34, 3011 Bern
Postfach / Case postale, 3001 Bern
Tel. 031 329 69 69 / www.spschweiz.ch / www.pssuisse.ch

Per E-Mail an: revision-wrg@bfe.admin.ch

Bern, 12. Oktober 2017

Revision Wasserrechtsgesetz: Stellungnahme SP Schweiz

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin Leuthard
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken für die Gelegenheit zur Stellungnahme zur vorliegenden Revision, die wir gerne nutzen.

1. Einleitende Bemerkungen und grundsätzliche Position der SP

- **Die SP setzt sich seit Langem für eine Stromversorgung ein, die zu 100 % erneuerbar ist.** Mit der Annahme der Energiestrategie wurden wichtige Weichen in diese Richtung gestellt. Die einheimische Wasserkraft ist für die Umsetzung dieser Zielsetzung ein zentraler Pfeiler.
- **Die Wasserkraft ist ein wichtiges Element der Energiewende und vor allem auch in den Bergregionen eine bedeutende volkswirtschaftliche Stütze.** Bei Ausschöpfung des Wasserzinsmaximums belaufen sich die Einnahmen auf 550 Millionen Franken pro Jahr. Der Wasserzins ist keine Steuer, keine Abgabe und keine Subvention und soll das auch künftig nicht werden. **Der Wasserzins ist vielmehr als Entschädigung für die Nutzung der wertvollen und schützenswerten Ressource Wasser zu verstehen und hat eine lange Tradition.** Von der Wasserkraft, die auch zu einer Beeinträchtigung der natürlichen Schönheit der Gebirgsgegend führen kann, profitieren vor allem auch die grossen Verbrauchszentren.
- Gemäss Artikel 76 Absatz 4 BV verfügen die Kantone über die Wasservorkommen. Der Wasserzins stellt das jährlich zu entrichtende Entgelt für das Recht dar, an einem Standort die Wasserkraft des öffentlichen Gewässers exklusiv nutzen zu dürfen im Sinne einer Nutzungsentschädigung. Das Bundesrecht sieht dafür einen Maximalbetrag vor, das bundesrechtliche Wasserzinsmaximum. Es liegt seit 1. Januar 2015 bei 110 Fr./kWbr. Innerhalb der bundesrechtlichen Schranken sind die Kantone aber frei, Bestimmungen zur Höhe des Wasserzinses festzulegen, was einige Kantone auch nutzen.

Position der SP

- **Die zur Diskussion stehende Übergangsregelung lehnen wir mit Nachdruck ab. Sie sieht von 2020 bis 2022 ein Wasserzinsmaximum von 80 Fr./kW_{br} vor. Die Senkung des Wasserzinsmaximums um fast ein Drittel würde bei den Kantonen aber zu hohen Ausfällen führen und nichts zur Problemlösung beitragen, im Gegenteil. In einigen Kantonen wie Bern und Wallis wird ein Teil der Einnahmen aus dem Wasserzins zudem für Umweltmassnahmen (Revitalisierung der Gewässer) verwendet. Auch dieser Mittelumfang würde sich reduzieren mit entsprechenden negativen Auswirkungen auf die Umwelt.**
- Gemäss Artikel 49 Absatz 1^{bis} Wasserrechtsgesetz ist der Bundesrat verpflichtet, den maximalen Wasserzins bis 2019 für die Zeit nach 2020 festzulegen. Der Bundesrat muss der Bundesversammlung bis 2019 aber auch, gemäss Artikel 30 Absatz 5 Energiegesetz, den Entwurf für ein neues Strommarktmodell unterbreiten. Dieser wird auf die Ausgestaltung des künftigen Wasserzinsmodells Einfluss haben. Es ist deshalb nicht zielführend, in Unkenntnis dieses Vorschlags eine Übergangsregelung für die Wasserzinsen festzulegen. Wie zudem die ElCom aufzeigt, ist aus ökonomischer Sicht eine weitere Förderung der Wasserkraft zusätzlich zur bereits beschlossenen Marktprämie nicht genügend begründet. **Die aufwendige Erarbeitung und Inkraftsetzung einer umstrittenen Übergangslösung für wenige Jahre ist aus diesen Gründen nicht sinnvoll. Wir beantragen deshalb, dass die in Artikel 49 Absatz 1 Wasserrechtsgesetz festgelegte Wasserzinsregelung verlängert wird, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.**

2. Argumente für die Ablehnung des vorgeschlagenen Übergangsmodells

- **Die Wasserkraft ist nicht per se defizitär, im Gegenteil.** Gemäss Schätzungen der ElCom kann etwa die Hälfte des Stroms aus Wasserkraft bei gebundenen Kundinnen und Kunden zu Gestehungskosten kostendeckend in der Grundversorgung abgesetzt werden. Das Energiegesetz sieht zur Unterstützung der bestehenden Grosswasserkraft zudem eine auf 5 Jahre befristete Marktprämie von 1 Rp./kWh vor, das ergibt jährlich rund 120 Millionen Franken. Zur Unterstützung von neuen Grosswasserkraftwerken sowie zur erheblichen Erweiterung und Erneuerung von Anlagen mit mindestens 300 kW wurde die Möglichkeit von Investitionsbeiträgen geschaffen. Bei Wasserkraftwerken, für deren Neubau der Konzessionär einen Investitionsbeitrag nach Artikel 26 Energiegesetz erhält, dürfen während der für diesen Neubau bewilligten Frist und während zehn Jahren nach Inbetriebnahme keine Wasserzinsen erhoben werden. Betreiber bestehender Anlagen, die einen Investitionsbeitrag zur Erweiterung oder Erneuerung erhalten, profitieren ab Inbetriebnahme von einer zehnjährigen Befreiung für den Teil, für den sie einen Investitionsbeitrag erhalten. **Damit wurden bereits gezielte Entlastungen beschlossen, die wir politisch auch unterstützt haben.**
- Das im September 2016 erstellte Gutachten von „BHP – Hanser und Partner“ zu den Gestehungskosten der Wasserkraft kommt zum Schluss, dass davon auszugehen sei, dass die Produktionskosten der Wasserkraft in den letzten 15 Jahren um 4.9 Rp./kWh herum schwanken würden. **Damit produzieren Wasserkraftwerke günstiger als AKW.** Zudem konnte gemäss diesem Gutachten im Geschäft innerhalb der Schweiz Strom aus Wasserkraft während den letzten 15 Jahren gewinnbringend verkauft werden. Die Nettomarge liegt auch 2015 noch bei durchschnittlich 2 Rp./kWh. Der Zuschlag für die höhere Wertigkeit der Wasserkraft gegenüber dem ungewichteten Mittelwert der Stundenpreise Swissix Base Spot betrug in den letzten 15 Jahren zwischen 6 % und 15 %.
- Bei den Unternehmen ist gemäss Gutachten von BHP festzuhalten, dass die Reingewinne in den letzten 15 Jahren angestiegen und überwiegend als Gewinnvortrag in den Unternehmen behalten wurden. Wird die Gewinnverwendung der Branche betrachtet, zeigt sich, dass in der Mehrheit der betrachteten Geschäftsjahre die Eigentümerkantone via Dividenden und

Tantiemen stärker von der Ertragslage profitiert haben als die Wasserkraftkantone via Wasserzinsen.

- **Diese Befunde machen deutlich, dass die Wasserkraft nicht per se ein Sanierungsfall ist.** Das generelle Schlechtreden der Rentabilität hat vielmehr auch politische Gründe, um die Forderung nach einer Senkung der Wasserzinsen zu begründen. Gleichzeitig wird der Ruf nach Sofortmassnahmen laut, die die Wasserkraft mit der Giesskanne fördern sollen. Ohne Transparenz über die Kosten und internen Finanzflüsse steht aber zu befürchten, dass der mit der Wasserzinssenkung erhoffte Spielraum u.a. für den Weiterbetrieb der unrentablen AKW verwendet wird.
- Ihre Schwierigkeiten haben sich die Stromkonzerne zu einem grossen Teil selber zuzuschreiben. Teilweise wurden Fehlinvestitionen getätigt, unrentable Atomkraftwerke wurden teuer nachgerüstet, Aktionäre erhielten Gewinnausschüttungen und es wurde teilweise verpasst, in neue Technologien und innovative Angebote bzw. Dienstleistungen zu investieren. Im Zusammenhang mit der Ursachenbekämpfung der teilweise schwierigen Lage auf dem Strommarkt ist es deshalb u.E. nicht gerechtfertigt, bei den Wasserzinsen anzusetzen. Der Wasserzins ist nicht der Grund für die Entwicklungen, die gewisse Unternehmen wirtschaftlich unter Druck setzen. Man meint den Sack und schlägt den Esel.

Bei nachweislichem Bedarf wäre eine einzelfallweise Wasserzinsreduktion unter klaren Bedingungen denkbar

- In Fällen, wo es nachweislich einer Nothilfe bedarf, könnten wir einer einzelfallweisen Wasserzinsreduktion im Sinne einer Überbrückungshilfe zustimmen. Diese dürfte maximal 10 Franken pro kW_{br} betragen und müsste restriktive Bedingungen erfüllen. Dazu gehört die vollständige Transparenz bezüglich Produktion, Kosten und Gewinnen. Die Beiträge müssten zurückbezahlt werden, sobald das Unternehmen wieder einen Gewinn erzielt.

3. Die skizzierte Flexibilisierung als künftiges Modell lehnen wir ab

- **Im Vernehmlassungsbericht wird ausgeführt, dass das Ziel eine Flexibilisierung der Wasserzinsen sein soll, die aber nicht Teil dieser Vorlage ist. Dennoch wird ein mögliches Modell skizziert und die vorgeschlagene Übergangslösung soll als Vorbereitung dazu dienen, was wir politisch und auch vom Vorgehen her kritisieren.**
- Das Wasserzinsmaximum soll sich gemäss Vernehmlassungsbericht in einem künftigen flexibilisierten Modell an einem Referenzmarktpreis orientieren. Das Wasserzinsmaximum würde in Abhängigkeit von diesem Referenzmarktpreis schwanken und aus einem Sockelbetrag und einem variablen Teil bestehen. Die SP ist offen für eine Weiterentwicklung der Wasserzinsregelung, die im Interesse der Wasserkraft und des Berggebiets ist. Die Umwandlung des heutigen Maximalbeitrags in ein Modell, das einen angemessenen Minimalbeitrag plus eine Gewinnbeteiligung vorsieht, ist für die SP denkbar, solange sie nicht zu einer generellen Senkung der Wasserzinsen führt. Das im Vernehmlassungsbericht skizzierte Modell widerspricht diesem Grundsatz.
- **Um die Diskussion über ein künftiges Modell überhaupt führen zu können, braucht es eine Gesamtsicht, die u.a. die Berücksichtigung der gesamten Systemdienstleistungen der Wasserkraft beinhaltet und es braucht vor allem auch aussagekräftige Datengrundlagen zur Rentabilität der Wasserkraft und zur Rentabilität anderer Produktionsweisen. Diese Grundlagen fehlen heute.**

Wir danken für die Berücksichtigung unserer Anliegen.

Mit freundlichen Grüßen
SP Schweiz

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Levrat', written in a cursive style.

Christian Levrat
Präsident SP Schweiz

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Chantal Gahlinger', written in a cursive style.

Chantal Gahlinger
Politische Fachsekretärin SP Schweiz



Bürgerlich - Demokratisch e Partei (BDP) Graubünden
Partida burgais - democratica (PBD) dal Grischun
Partito borghese - democratico (PBD) dei Grigioni

Frau Bundespräsidentin
Doris Leuthard
Vorsteherin UVEK
Kochergasse 6
3003 Bern

Chur, 13. Oktober 2017

Stellungnahme zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020)

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin

Mit der Revisionsvorlage schlägt der Bundesrat vor, das Wasserzinsmaximum in einer Übergangsperiode in den Jahren 2020 bis 2022 von 110 Fr./kW_{br} auf 80 Fr./kW_{br} zu senken. Für die Zeit nach 2022 soll ein flexibles Modell für den Wasserzins eingeführt werden, bestehend aus einem fixen und einem variablen, marktabhängigen Teil. Die genaue Ausgestaltung dieses flexiblen Modells liegt derzeit nicht vor.

Die BDP Graubünden anerkennt, dass der Bundesrat eine Übergangslösung vorschlägt und eine allfällige neue Ausgestaltung der bestehenden Wasserzinsregelung mit dem zukünftigen Marktdesign verknüpft.

Die BDP Graubünden lehnt jedoch den vorliegenden Revisionsentwurf und damit die Senkung des Wasserzinsmaximums von 110 auf 80 Fr./kW_{br} zum heutigen Zeitpunkt entschieden ab.

Anträge:

1. Auf eine Senkung der Wasserzinsen ist zu verzichten.
2. Die Neuregelung der Wasserzinsen soll zeitlich und inhaltlich mit der parlamentarischen Erarbeitung des neuen Strommarktmodells koordiniert werden.
3. Die bestehende Wasserzinsregelung ist entsprechend zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.
4. Die Alternativvariante für die Übergangsregelung (Art. 49 Abs. 1 und 1bis, punktuelle Wasserzins-reduktionen nur für klar defizitäre Kraftwerke) wird von der BDP Graubünden abgelehnt.



Graubünden | Grischun | Grigioni

Bürgerlich - Demokratisch e Partei (BDP) Graubünden
Partida burgais - democrática (PBD) dal Grischun
Partito borghese - democratico (PBD) de i Grigioni

5. Die Wasserzinsbefreiung bei Gewährung von Investitionsbeiträgen (Art. 50a) wird von der BDP Graubünden abgelehnt.
6. Der Vorschlag zur Abstimmung im internationalen Verhältnis bei Grenzkraftwerken (Art. 7 und Art. 49 Abs. 1 letzter Satz) wird von der BDP Graubünden ebenfalls abgelehnt.
7. Der Vorschlag eines flexiblen Wasserzinses ist fallen zu lassen. Wird er trotzdem eingeführt, hat der fixe Teil mindestens der Höhe der bisherigen 110 Fr./kWbr zu entsprechen.
8. Im Rahmen einer neuen Strommarktordnung ist die hohe Systemdienlichkeit und Werthaltigkeit der Speicherkraftwerke angemessen mitzuberücksichtigen und zu entschädigen, sodass die entsprechenden Anlagen eine solide Finanzierung erhalten, die den Weiterbetrieb garantiert und bestehende Verpflichtungen nicht in Frage stellt.

Begründung:

1. ENTSTEHUNG DER LIMITIERUNG DER WASSERZINSEN IM JAHRE 1916

Kaum schien es gegen Ende des 19. Jahrhunderts technisch möglich, elektrische Energie über grosse Distanzen zu transportieren, erscholl aus dem Schweizer Flachland der Ruf nach eidgenössischer Inbesitznahme der Wasserläufe. So schrieb die "Frei-Land-Gesellschaft", deren Exponenten aus dem Basler Freisinn stammten, im April 1891 an den Bundesrat:

"Wenn es wahr wird, dass die nie versiegende gewaltige Kraft unserer Alpenströme durch Turbinen gefesselt, mittels Dynamo-Maschinen in Elektrizität umgewandelt und fortgeleitet und an einem entfernten Ort zum Betrieb von Fabriken, ja selbst von Lokomotiven verwendet werden kann, wenn es thatsächlich möglich ist, z. B. die Wasserkräfte der Reuss von Andermatt bis Flüelen in die industriereichen Städte der schweizerischen Hochebene, nach Zürich und Basel, zu leiten und daselbst technisch zu verwerthen, dann gehört ja unser Land plötzlich zu den reichsten der Erde."

Postuliert wurde deshalb eine bundesstaatliche Monopolisierung sämtlicher Wasserkräfte, von der man sich einen "unübersehbaren Zuwachs unseres Nationalreichtums" versprach. Basel-Stadt, wo die Monopolisierungsidee aufkam, konnte laut einer detaillierten Schätzung 4671 Pferdestärken an die eidgenössische Gesamtbilanz beisteuern, Graubünden aber 26 Mal mehr, nämlich deren 125'138. Geringer war jedoch schon damals die politische "Pferdekraft" der Gebirgskantone, so dass die bisher kleinräumig strukturierten Wasserrechte in erheblichem Mass in die industriereichen Städte des schweizerischen Mittellandes transferiert wurden. Die kantonale Gewässerhoheit wurde im Gesetz von 1916 zwar weiterhin anerkannt, aber zugleich eigentumsrechtlich massiv beschnitten, indem im Art. 49 festgelegt wurde, der jährliche Wasserzins dürfe sechs Franken für die Bruttoperdekraft nicht übersteigen. In der fraglichen Parlamentsdebatte hatten Berggebietsvertreter die bundesstaatliche Limitierung des Wasserzinses gar als "Subventionierung der Flachlandschweiz" bezeichnet. Sie wurden aber skrupellos überstimmt, u.a. mit dem Hinweis, es gelte hier "gute Eidgenossen zu sein" (Wullschleger/Basel). Die Debatte umfasste einige hundert Wortmeldungen von teilweise epischer Länge (NZZ 21.9.2015). Dies zeigt, wie umstritten die Vorlage war.



Graubünden | Grischun | Grigioni

**Bürgerlich - Demokratische Partei (BDP) Graubünden
Partida burgais - democratica (PBD) dal Grischun
Partito bourgeois - democratico (PBD) dei Grigioni**

Die Vertreter des Mittellands forderten im Zusammenhang mit der Einführung der Wasserzinslimitierung nicht etwa marktgerechte sondern "billige" Elektrizität. Obschon verschiedene Berggebietsvertreter deshalb von einer Subventionierung der Flachlandschweiz sprachen, wandelte sich diese Interpretation im Laufe der Jahrzehnte nun zum Gegenteil. Die in den 80er Jahren gegründete Regierungskonferenz der Gebirgskantone wurde bald einmal als "Alpen-Opec" bezeichnet. Wenn in der Öffentlichkeit von "Subventionen" die Rede war, dachten und denken nun viele reflexartig an das Berggebiet und an Entwicklungshilfe. Das ging so weit, dass selbst seriöse Studien zum Subventionskomplex die Wasserzinse diskussionslos als Transferleistung vom Unterland an das Berggebiet einstufen, wofür dieses bitte dankbar sein sollte (Helen Simmen, Zürich 2005, Die Alpen und der Rest der Schweiz: Wer zahlt – wer profitiert). Selbst die renommierte NZZ geht heute davon aus, es handle sich beim Wasserrechtsgesetz um ein Subventionsgesetz für das Berggebiet und vergisst den kolonialistischen Geist der Entstehungszeit (Redaktor Helmut Stalder in der NZZ vom 20.4.2017).

Es wäre staatspolitisch höchst bedenklich, wenn heute, 100 Jahre später, das Bundesparlament den kolonialistischen Geist von 1916 mit einer völlig unbegründeten Senkung der Wasserzinsen wieder aufleben lassen würde.

2. DIE DEM BUNDESRÄTLICHEN VORSCHLAG ZUGRUNDE GELEGTEN ZAHLEN EINER «DEFIZITÄREN» WASSERKRAFT HABEN SICH ALS UNHALTBAR ERWIESEN UND ZUDEM HABEN SICH DIE INTERNATIONALEN STROMMARKTPREISE INNERT JAHRESFRIST MARKANT ERHÖHT

Vor dem dargelegten geschichtlichen Hintergrund ist es völlig deplatziert, wenn heute oft der Anschein erweckt wird, als handle es sich bei den Wasserzinsen um Almosen für das Berggebiet. Unverständlich ist dies vor allem auch angesichts der Tatsache, dass der Reingewinn der Strombranche gemäss Bundesstatistik allein in den Jahren 2000 bis 2013 noch ganze 26 Milliarden Franken betrug. Und zu guter Letzt auch unverständlich, wenn man weiss, dass die Gebirgskantone gerade in dieser Phase der horrenden Gewinne 13 Jahre lang warten mussten, bis die Wasserzinsen aus dem Jahre 1997 endlich per 2011 angepasst wurden. Hätten die Bergkantone in den letzten 100 Jahren jeweils Marktpreise verrechnen können, wäre ein beträchtlicher Teil der Milliarden aus Wasserkraft im Berggebiet geblieben. Stattdessen blieben sogar die Ertragssteuern 100 Jahre lang grösstenteils bei den Eigentümerkantonen im Flachland.

Es wäre deshalb mehr als nur bedenklich, wenn die Gebirgskantone und vor allem die Wasserzinsgemeinden als schwächstes Glied in der Kette, hundert Jahre nach 1916 nun ein weiteres Mal als Opfer hinhalten müssten. Dies, zumal es in der heutigen Krisenzeit für verschiedene Bergregionen um das nackte wirtschaftliche Überleben geht. Es kommt hinzu, dass sich die Strompreise in den letzten 12 Monaten um über 20 % erholt haben und die Stromverkäufer zusätzlich vom massiv erstarkten Euro profitieren können. Grob gerechnet, kann davon ausgegangen werden, dass der in der Schweiz produzierte Strom heute 0.9 Rp/kWh oder insgesamt ca. 500 Millionen Franken mehr wert ist als noch vor einem Jahr:



Graubünden | Grischun | Grigioni

Bürgerlich - Demokratische Partei (BDP) Graubünden
Partida burgais - democràtica (PBD) dal Grischun
Partito borghese - democratico (PBD) dei Grigioni

Erhöhung Strompreis 2016-2017, Grobkalkulation	
Preis pro Kilowattstunde 2016 in Cents	2.82
Wechselkurs	1.07
Preis pro Kilowattstunde in Rappen	3.0174
Preis pro Kilowattstunde Juli 2017 in Cents	3.43
Wechselkurs	1.15
Preis in Rappen	3.9445
Preiserhöhung in Rappen	0.9271

Dazu kommen die 120 Millionen Franken Subventionen aufgrund der angenommenen Energiestrategie 2050.

Von besonderer Bedeutung ist in diesem Zusammenhang der Bericht der ElCom vom 26. Juni 2017 an die UREK-N. Die ElCom kommt darin grundsätzlich zum gleichen Schluss wie die bisher bekannten Gutachten Enerprice sowie Hanser und Partner, nämlich dass die Wasserkraft immer noch gewinnbringend ist. Sie schreibt ausdrücklich, die bereits mit dem neuen EnG beschlossene Marktprämie reiche daher als Stützungsbeitrag für die Wasserkraft aus. Aus ökonomischer Sicht sei eine weitere zusätzliche Förderung bzw. Stützung der Schweizer Wasserkraft nicht zu begründen (ElCom-Bericht vom 26. Juni 2017, Pt. 3.1, S. 11).

Für eine Flexibilisierung und Senkung der Wasserzinsen besteht unter diesen Umständen noch weit weniger Grund als zum Zeitpunkt der Erarbeitung der bundesrätlichen Vorlage. Die in der Vorlage angenommenen Zahlen sind heute nachweisbar überholt und zwar erheblich. Bevor die Höhe der Wasserzinsen in Frage gestellt wird, ist von den Stromkonzernen zudem und endlich diesbezügliche Transparenz zu fordern.

3. DIE OPFERSYMMETRIE FORDERT VOR ALLEM DIE EIGENTÜMERKANTONE

Sollte trotzdem noch Handlungsbedarf angenommen werden, müssten im Sinne der Opfersymmetrie die Eigentümerkantone ihre Verantwortung als Erste wahrnehmen. Sie sind es schliesslich auch, die jahrelang kräftig von den Milliarden Einnahmen der Stromkonzerne profitiert haben. Sie müssen, falls notwendig, ihre Unternehmen sanieren, überbewertete Wasserkraftwerke abschreiben und notfalls Kapital einschiessen. Zu diesem Schluss kommt auch die ElCom in ihrem obgenannten Bericht vom 26. Juni 2017 an die UREK-N.

4. AUSWIRKUNGEN DER GEPLANTEN WASSERZINSREDUKTION

Die Wasserzinsen machen aktuell rund 550 Mio. Fr. pro Jahr aus. Am meisten profitieren davon die Kantone Wallis (164 Mio. Fr.), Graubünden (124 Mio. Fr.), Tessin (55 Mio. Fr.), Aargau (49.6 Mio. Fr.) und Bern (45.5 Mio. Fr.). Durch die Reduktion des Wasserzinsmaximums auf 80 Fr./kW_{br} würden die Kantone rund 150 Mio. Fr. verlieren. Je nach Kanton ist die Gewässerhoheit unterschiedlich geregelt. So erhalten z.B. in den Kantonen Wallis und Graubünden auch die Gemeinden einen Anteil am Wasserzins, im Kanton Bern jedoch nicht. Damit sind neben den Kantonen auch die Gemeinden in einem unterschiedlichen Ausmass von der Reduktion der Wasserzinsen betroffen. Bei den Standortgemeinden handelt es sich sehr oft um strukturschwache Gemeinden. Diese könnten ohne die Wasserzinseinnahmen in bisheriger Höhe ihr Leistungsniveau zu Gunsten der Bevölkerung nicht aufrechterhalten. Die Gemeinden würden für die Bevölkerung und Wirtschaft weniger attraktiv, Abwanderungstendenzen würden verstärkt oder müssten mit zusätzlichen Mitteln aus dem kantonalen Finanzausgleich oder anderen Unterstützungsmassnahmen kompensiert werden. Die vom Bundesrat vorgeschlagene Senkung der Wasserzinsen hätte



Graubünden | Grischun | Grigioni

**Bürge rlich - Demokr at isch e P ar te i (BDP) Gr au b ünde n
Par tida b ur gais - dem oc ra tic a (PBD) dal Grisch un
Par tito borg hese - dem oc ra tic o (PBD) de i Grigioni**

somit erhebliche negative Auswirkungen auf die Berggebiete und läuft somit den Zielen der föderalen Autonomie der Gebietskörperschaften, der Regionalpolitik und der dezentralen Besiedlung zuwider.

In Graubünden werden die Wasserzinsen zwischen Kanton und Gemeinden hälftig geteilt. Die öffentlich verfügbaren Grundlagen zeigen, dass bei 15 Gemeinden die jährlichen Wasserzinseinnahmen sogar höher sind als die Einnahmen aus ordentlichen Steuern. Würden die Wasserzinsen gemäss Vorschlag des Bundesrates auch "nur" um 27 % gesenkt, wäre dies für diese Gemeinden gleichbedeutend, wie wenn die Steuereinnahmen von einem Tag auf den anderen um 14 % gesenkt oder ein Siebtel der Steuerpflichtigen die Gemeinde verlassen würden.

5. ENERGIEPOLITIK IN DER SCHWEIZ IM UMBRUCH

Die Energiewende soll in der Schweiz in zwei Etappen vollzogen werden. Die erste Etappe wurde vom Stimmvolk am 21. Mai 2017 nach intensiven Diskussionen im Parlament mit der Abstimmung über das Energiegesetz gutgeheissen. Die Stimmbevölkerung in den Berggebieten hat dieser ersten Etappe ausnahmslos zugestimmt. Verschiedene Massnahmen dieser ersten Etappe sind als kurzfristige Massnahmen konzipiert. So insbesondere die Unterstützungsmassnahmen für die Wasserkraft in Form der Marktprämie und der Investitionsprämie. Der ersten Etappe muss deshalb eine zweite Etappe folgen.

Als zweite Etappe der Energiewende war ursprünglich vom Bundesrat die Einführung eines Klima- und Energielenkungssystems KELS geplant. Bereits in der Vernehmlassung zeichnete sich ab, dass dieses KELS politisch keine Chance hat. Das eidgenössische Parlament hat dies mit dem äusserst deutlichen Nichteintretensbeschluss auf die Vorlage bestätigt. Das Parlament ist sich aber offensichtlich auch bewusst, dass eine zweite Etappe folgen muss. Die Arbeiten für ein neues Strommarktdesign wurden deshalb bereits aufgenommen. Im Moment ist völlig unklar, in welche Richtung sich dieses neue Strommarktdesign entwickeln wird. Das neue Marktdesign ist aber ohne Zweifel entscheidend für die zukünftige Preisgestaltung auf dem Strommarkt und hat damit auch Einfluss auf die Diskussion rund um die Wasserzinsen. Dabei werden auch Fragen der Strommarktöffnung in der Schweiz und der Zusammenarbeit mit der Europäischen Union einen entscheidenden Einfluss haben. Eine vollständige Strommarktöffnung würde es vielen Verteilnetzbetreibern verunmöglichen, für ihre Wasserkraftwerke kostendeckende Tarife bei den heute gebundenen Kunden in der Grundversorgung zu realisieren. Die BDP Graubünden ist deshalb klar der Auffassung, dass die Frage des Wasserzinses erst aufgeworfen werden kann, wenn Klarheit über das neue Strommarktdesign besteht. Damit ist auch gesagt, dass die vom Bundesrat vorgeschlagene Übergangsfrist bis 2022 wohl unrealistisch ist. Es wird angesichts der Komplexität der Fragestellungen und der divergierenden Meinungen über die Ausgestaltung des zukünftigen Strommarktdesigns kaum gelingen, bis 2022 ein neues Strommarktdesign in Kraft zu setzen. Deshalb beantragen wir, die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern und zwar solange, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

6. UNGLEICHE SPIESSE IM VERGLEICH ZUM BENACHBARTEN AUSLAND

Die aktuell schwierige Marktlage für den Absatz von Strom aus Schweizer Produktion ist wesentlich mitversursacht durch die Förderpolitik insbesondere in Deutschland, Frankreich und Italien. Diese gewähren den Produzenten von erneuerbaren Energien mittels Ausschreibungen feste Vergütungen – ein Privileg, das die Schweizer Wasserkraftwerke heute nicht geniessen. Deutschland überschwemmt derzeit den Strommarkt mit Strom aus neuen erneuerbaren Energieträgern wie Wind und Sonne sowie aus Kohle. Die meisten dieser Kraftwerke realisieren einen Teil ihrer Kostendeckung aus Netzgebühren in Form von garantierten Preisen oder durch die Teilnahme an Kapazitätsmärkten, welche die Rolle dieser Werke als "Strategische Reserve" abgelten. Erschwerend kommt dazu, dass die

Preise für CO₂-Zertifikate nicht den wahren Gegebenheiten entsprechen. Es ist u.a. diese Förderpolitik im benachbarten Ausland, welche derzeit den Strompreis massiv drückt und nicht die Höhe des Wasserzinses, die den Kraftwerken Probleme bereitet. Mit Gestehungskosten von durchschnittlich unter 5 Rp/kWh ist die Wasserkraft nämlich nach wie vor wettbewerbsfähig im Vergleich zu den genannten Kraftwerktypen im Ausland. Es wäre deshalb mehr als nur stossend, die Zeche für die politischen Interventionen in den Strommarkt durch die Berggebiete und deren Bevölkerung tragen zu lassen.

7. WASSERZINS IST ABGELTUNG FÜR RESSOURCENNUTZUNG

Das Wasser ist eine der wenigen natürlichen Ressourcen der Schweiz. Die aktuelle Bundespolitik, namentlich die neue Regionalpolitik, fordert von den Berggebieten, dass sie unternehmerisch tätig sind und ihre Potenziale bestmöglich nutzen. In dieser Beziehung ist die Wasserkraft eines der wichtigsten Potenziale. Der Wasserzins stellt eine Abgeltung für die Ressourcennutzung, in diesem Fall des Wassers, dar. Der Wasserzins stellt auch eine Art Entschädigung für den Verzicht auf andere Nutzungen des entsprechenden Raumes dar, wie z. B. Landwirtschaft und Tourismus. Der Wasserzins ist in diesem Sinne kein Marktpreis, der allein von Angebot und Nachfrage gesteuert wird, sondern, wie ausgeführt, ein politisch festgelegtes Entgelt für eine Ressourcennutzung. Eine veränderte Marktsituation darf deshalb auch nicht als Rechtfertigung für eine Senkung des Wasserzinses herbeigezogen werden. Mit dem Wasserzins nimmt die Schweiz im internationalen Kontext übrigens eine Vorreiterrolle ein. Österreich kennt z. B. im Gegensatz zur Schweiz keinen Wasserzins. Dabei fordert zum Beispiel auch die Alpenkonvention als alpenweites Vertragswerk, dass die Mitgliedstaaten eine angemessene Entschädigung für die Ressourcennutzung vorsehen (Art. 7 des Energieprotokolls und Art. 11 des Protokolls Raumplanung und Nachhaltige Entwicklung).

Der Wasserzins als Abgeltung der Ressourcennutzung kommt direkt und voll den Standortkantonen und -gemeinden zu. Dies im Unterschied zu den Steuererträgen aus der Wasserkraftnutzung. Diese sind abhängig von den Besitzverhältnissen. Die Besitzverhältnisse sind aus Sicht der Berggebiete oftmals nachteilig. So befinden sich z. B. nur gerade 17 % der Wasserkraft des Kantons Graubünden im Besitz des Kantons und der Bündner Gemeinden. Das heisst, dass 83 % der Erträge ausserhalb des Kantons anfallen. Den Standortkantonen als Ressourcenslieferanten entgehen somit substantielle Erträge aus dem Markterlös der Wasserkraft. Die Bergkantone kämpfen seit Jahrzehnten und auf verschiedenen Ebenen für eine faire "Partnerwerkbesteuerung", damit wenigstens ein Teil der Ertragssteuern am Produktionsstandort und damit im Berggebiet verbleibt. Die Eigentümerkantone wussten eine solche faire Besteuerung bis heute zu verhindern. Auch unter diesem Aspekt wäre eine Senkung der seit 100 Jahren ohnehin schon limitierten Wasserzinsen staatspolitisch unverständlich.

8. PRODUKTIONSEINBUSSEN NICHT NUR WEGEN DER MARKTSITUATION

Die Strombranche beklagt seit einigen Jahren systematisch die angeblich hohe Last durch die Wasserzinsen. Dabei verschweigt sie, dass die Wasserzinsen nur einen kleinen Teil der Lasten ausmachen. Beim aktuellen Wasserzinsmaximum von 110 Fr./kWh_{br} macht der Wasserzins maximal 1.6 Rp./kWh aus. Der Wasserzins hat dabei durchaus seine Berechtigung und zwar unabhängig von der jeweiligen Marktsituation, wie schon weiter oben ausgeführt. Bei der Beurteilung der Lage der Wasserkraftproduzenten muss berücksichtigt werden, dass deren Handlungsspielraum und Marktpotenzial auch durch andere Bestimmungen in den letzten Jahren erheblich eingeschränkt wurden. So führen u.a. die neuen Restwasserbestimmungen aus dem Jahr 1992 zu einer Produktionseinbusse von rund 140 Millionen Franken. Die Umweltauflagen für Renaturierungsprojekte sowie die unendlich sich hinziehenden Bewilligungsverfahren wie beispielsweise für den Ausbau der KWO im Grimselgebiet und für den Ausbau von

Übertragungsnetzen führen ebenfalls zu erheblichen Kostensteigerungen. Es ist daher falsch, wenn nun der Wasserzins in Frage gestellt wird und damit die aktuelle Lage der Wasserwirtschaft einzig von den konzederenden Kantonen und Gemeinden bewältigt werden müsste.

9. VERFÄLSCHTE DARSTELLUNG DER ERTRAGSLAGE

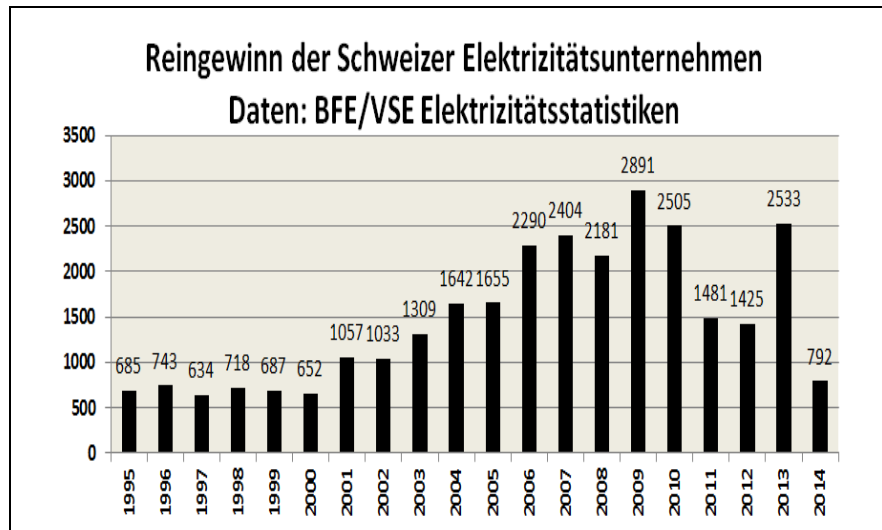
Die aktuellen Gestehungskosten für die Wasserkraft liegen gemäss dem Gutachten von BHP - Hanser und Partner AG bei rund 5 Rp./kWh. Davon machen die Finanzkosten, Abschreibungen und Steuern mit rund 2 Rp./kWh den grössten Teil aus. Der Wasserzins liegt mit 1.6 Rp./kWh darunter ebenso wie die Betriebskosten mit rund 1 Rp./kWh. Von den Stromkonzernen werden bei der aktuellen Diskussion um den Wasserzins immer nur diese Gestehungskosten als Argument ins Feld geführt. Dabei wird verschwiegen, dass der Strom an die Endkunden und im Export nach Italien zu einem wesentlich höheren Preis verkauft wird und somit die Konzerne immer noch eine erhebliche Gewinnmarge aufweisen. Der Strom konnte während den letzten 15 Jahren immer gewinnbringend verkauft werden. Die Reingewinnmarge des gesamten verkauften Stroms aus Wasserkraft lag auch im Jahr 2015 noch bei durchschnittlich 2 Rp./kWh. Auch im Vergleich zu anderen Technologien ist die Wasserkraft absolut konkurrenzfähig, so liegen die Gestehungskosten von Strom aus den KKW Beznau oder Mühleberg bei 8 – 8.5 Rp./kWh (wenn beide Blöcke in Beznau in Betrieb wären, ansonsten liegen sie noch höher) und damit doppelt so hoch wie die Gestehungskosten aus Wasserkraft. Zu beachten ist ferner, dass etwa die Hälfte bis zwei Drittel des Stromes aus Wasserkraft an Endkonsumenten in der Grundversorgung geliefert werden. Hier bestehen keine Rentabilitätsprobleme, da hier ohnehin nicht die tiefen Marktpreise spielen, die von den Stromkonzernen als Begründung für die Senkung des Wasserzinses angeführt werden. Aus den dargelegten Marktverhältnissen geht klar hervor, dass eine Senkung der Wasserzinsen auf der Grundlage der aktuellen Marktlage nicht gerechtfertigt ist und zur Hälfte ohnehin an die gebundenen Kunden weitergegeben werden müsste, also gemäss geltendem Recht gar nicht von den Stromkonzernen einbehalten werden dürfte. Die Ursachen für allfällige Defizite der grossen Stromkonzerne sind nicht beim Wasserzins zu suchen, der als fixe Grösse langfristig voraus in die Konzernrechnungen eingeplant werden könnte, sondern bei politischen und unternehmerischen Fehlentscheidungen, u.a. bei Fehlinvestitionen in andere Technologien, so z.B. in Kohlekraftwerke im Ausland und teure Nachrüstungen in Kernkraftwerke in der Schweiz, die heute aus technischen Gründen nicht betrieben werden können.

10. HOHE GEWINNE UND RESERVEN DER STROMKONZERNE

Die in der Elektrizitätsstatistik erfassten Unternehmen erzielten zwischen 1995 und 2014 gemäss Bundesstatistik einen Gesamtgewinn von 29.3 Mrd. Fr. Dies entspricht einem jährlichen Durchschnitt von 1.465 Mrd. Fr. Die Reserven der Unternehmen sind per Ende 2014 auf 22.5 Mrd. Fr. angestiegen. Angesichts dieser Zahlen muss die Frage gestellt werden, wo denn eigentlich das Problem liegt. Die Konzerne müssten eigentlich die derzeitige vorübergehende Baisse bei den Strompreisen aus eigenen Mitteln kompensieren können. Sicher ist es jedoch falsch, den Bergkantonen und -gemeinden nun quasi die Schuld zuzuweisen und ihnen eine Reduktion des Wasserzinses zuzumuten, ohne dass die Stromkonzerne selber sich im Sinne der Opfersymmetrie auch mit eigenem Kapital an der Entschuldung teurer Anlagen beteiligen würden. An dieser Stelle muss nochmals in Erinnerung gerufen werden, dass die grossen Stromkonzerne wie Alpiq und Axpo ihren Hauptsitz im Mittelland haben und die Besteuerung der Unternehmensgewinne in erster Linie dort erfolgt. Falls die grossen Stromkonzerne wirklich in eine finanzielle Schieflage geraten, dann sind sie vermutlich "too big to fail" und es wäre zu erwarten, dass auch die Standortkantone sich an Massnahmen zur Stabilisierung ihrer Konzerne beteiligen. Zudem müsste auch erwartet werden, dass die Stromkonzerne ihre Dividendenausschüttung zurückfahren. Im Jahr 2015 wurden immerhin noch 500 Mio. Fr. an Dividenden ausbezahlt. Die plakative Frage stellt sich: wird Druck auf die Wasserzinsen gemacht

(welche den Berggebieten zu Gute kommen), damit die Standortkantone (im Mittelland) weiterhin hohe Dividenden einkassieren können?

Die ElCom betont in ihrem obgenannten Bericht vom 26. Juni 2017 ebenfalls, den meisten Unternehmen der Branche gehe es gut. Dies würden auch die in der Elektrizitätsstatistik ausgewiesenen Reserven zeigen, die insgesamt rund 22.5 Milliarden Franken betragen.



Wasserrechtskonzessionen werden meistens für die Dauer von mindestens 80 Jahren vergeben. Ökonomisch gute Jahre wechseln mit weniger guten oder gar defizitären Jahren ab. Die Konzessionäre haben wegen der langen Konzessionsdauer genügend Zeit, um sich entsprechend einzustellen und entsprechende Reserven zu äufnen. Es ist nicht das erste Mal, dass die Stromkonzerne in einer kurzfristig schlechteren wirtschaftlichen Phase versuchen, die ohnehin schon gesetzlich limitierten Wasserzinsen noch weiter zu senken. In den Neunziger Jahren lief dieser Versuch unter dem Begriff der nicht amortisierbaren Investitionen (NAI). Die Politik tut gut daran, sich bei derart langfristigen Vertragsverhältnissen nicht einzumischen, sondern den Markt spielen zu lassen.

11. KÜNFTIGE BEDEUTUNG DER WASSERKRAFT

Die Wasserkraft scheint derzeit in der Schweiz mit marktbedingten Problemen zu kämpfen. Dabei gilt zu beachten, dass der Markt wesentlich durch externe Faktoren verzerrt ist. Die BDP Graubünden ist der Meinung, dass die Wasserkraft derzeit gezielt und bewusst schlecht geredet wird, um einen politischen Druck auf den Wasserzins auszuüben. Betrachtet man jedoch die absehbare zukünftige Entwicklung im Energiesektor, so zeigt sich ein völlig anderes Bild. Die Schweizer Bevölkerung hat entschieden, aus der Kernkraft auszusteigen. Das bedeutet, dass 40 % der Stromproduktion ersetzt oder eingespart werden müssen. Die einzige erneuerbare und einheimische Energiequelle, die substanziell zu dieser Energiewende beitragen kann, ist die Wasserkraft, die bereits heute rund 56 % der Stromproduktion abdeckt. Im Interesse der Landesversorgung muss deshalb die Wasserkraft sogar weiter ausgebaut werden. Das Stimmvolk hat dieser Absicht mit seinem Ja zur ersten Etappe der Energiepolitik am 21. Mai 2017 zugestimmt. Es hat sich dabei einverstanden erklärt, die Wasserkraft vorübergehend mit einer Marktprämie und Investitionsbeiträgen zu unterstützen. Bei der Interessensabwägung sind zudem künftig die Interessen der Energieversorgung als von gleichwertigem nationalem Interesse einzustufen wie z. B. der Natur- und Landschaftschutz. Dies ist ebenfalls ein wichtiges Signal, damit Kraftwerke ausgebaut, erneuert und allenfalls auch neue ge-

baut werden können. Die gesellschaftliche und wirtschaftliche Entwicklung geht im Trend eindeutig in Richtung vermehrten Stromkonsums. Die Digitalisierung von Wirtschaft und Gesellschaft erfordert eine ausreichende und stabile Stromversorgung. Mit der geplanten Umstellung des motorisierten Individualverkehrs auf Elektroantrieb wird der Bedarf nach Strom in ganz Europa massiv steigen. Die schweizerische Wasserkraft wird hier ein Trumpf-factor sein.

12. ALTERNATIVVARIANTE FÜR DIE ÜBERGANGSREGELUNG (Art. 49 Abs. 1 und 1^{bis})

Der Erläuternde Bericht zur Teilrevision enthält für die Übergangsregelung einen Alternativvorschlag. Gemäss diesem Alternativvorschlag soll es nur punktuelle Wasserzinsreduktionen für klar defizitäre Kraftwerke geben, wobei als Voraussetzung die Marktprämienberechtigung für Grosswasserkraftwerke gemäss Artikel 30 nEnG herangezogen werden soll.

Alle zwischenzeitlich bekannten Studien sind zum Schluss gekommen, dass die Wasserkraft immer noch gewinnbringend ist. Selbst die ElCom kommt in ihrer Analyse vom 26. Juni 2017 zuhanden der UREK des Nationalrates zum Schluss, dass allfällige Unterdeckungen ohne weiteres von den Gesellschaften selber getragen werden können und auch sollen. Gerade die beiden Stromkonzerne Alpiq und Axpo sollen gemäss ElCom nach wie vor über eine «solide Liquiditätsbasis» verfügen, um ihren laufenden Verpflichtungen nachkommen zu können. Zudem hätten die beiden Unternehmungen ein Bonitätsrating, das ihnen den Zugang zum Kapitalmarkt als Finanzierungsquelle sicherstelle. Zu guter Letzt weist die ElCom zurecht auch darauf hin, dass schliesslich auch die Aktionäre der beiden Konzerne, zu denen viele Kantone und Gemeinden gehören, finanziell durchaus in der Lage seien, die negativen Ergebnisse von Alpiq beziehungsweise Axpo auszugleichen. Die ElCom kommt daher zum Schluss, die bereits mit dem neuen EnG beschlossene Marktprämie reiche als Stützungsbeitrag für die Wasserkraft aus. Aus ökonomischer Sicht sei eine weitere zusätzliche Förderung bzw. Stützung der Schweizer Wasserkraft nicht zu begründen (ElCom-Bericht vom 26. Juni 2017, Pt. 3.1, S. 11).

Aus diesen Gründen besteht nach Ansicht der BDP Graubünden auch für punktuelle Wasserzinsreduktionen absolut kein Grund.

Zudem hat der Grosse Rat des Kantons Graubünden am 31. August 2017 den Auftrag Kollegger mit 100 : 0 Stimmen überwiesen, welcher die Regierung verpflichtet, sich nach Kräften dafür einzusetzen, dass die Wasserzinsen mindestens auf heutigem Niveau gehalten werden. Ausnahmen sind im Auftrag keine vorgesehen.

13. WASSERZINSBEFREIUNG BEI GEWÄHRUNG VON INVESTITIONSBEITRÄGEN (Art. 50a)

Dieser Teil der vorgeschlagenen WRG-Teilrevision geht auf die Motion der UREK-S vom 26. August 2014 zurück (14.3668). Der Vorschlag zur kompletten Wasserzinsbefreiung im Falle einer Gewährung von Investitionsbeiträgen gemäss EnG gründet auf dem Gedanken, dass die verleihenden Gemeinwesen keinen Wasserzins erhalten sollen, wenn das Kraftwerk nur dank Investitionshilfen aus dem entsprechenden Netzzuschlag realisiert werden kann. Die BDP Graubünden lehnt diesen Vorschlag ab. In Graubünden steht die Wasserhoheit den Gemeinden zu und diese erteilen die wasserrechtlichen Konzessionen. Bei einem bundesrechtlich vorgeschriebenen Wasserzinsverzicht während der Baufrist und während 10 Jahren ab Inbetriebnahme des Werkes würde kaum eine Gemeinde einer Konzession oder einer Konzessionserweiterung zustimmen. Eine Staffelung des Wasserzinses ist bereits unter der heutigen Gesetzgebung möglich und soll daher auch weiterhin Verhandlungssache der Parteien sein.

Zudem sei auch an dieser Stelle an den vom Grossen Rat Graubünden in der Augustsession 2017 einstimmig überwiesenen Auftrag Kollegger erinnert.

14. GRENZKRAFTWERKE - ABSTIMMUNG IM INTERNATIONALEN VERHÄLTNIS (Art. 7 und Art. 49 Abs. 1)

Gemäss den Ausführungen im erläuternden Bericht bewirkt dieser Vorschlag keine materielle Änderung zum geltenden Recht (Ziff. 1.2 am Schluss). Damit mangelt es der vorgeschlagenen Anpassung schon an der fundamentalen Voraussetzung für eine Gesetzesrevision. Es ist auch nicht ersichtlich, wo denn deren Nutzen sein soll. Solange ein solcher Nutzen nicht belegt ist, lehnt die BDP Graubünden die entsprechende Revision ab. In den Vernehmlassungsunterlagen wird betont, die vorgesehene Teilrevision habe keinerlei materielle Änderung zum geltenden Recht zur Folge, namentlich mit Bezug auf die betroffenen Kantone. An dieser Aussage ist der Bund in jedem Falle zu behaften.

15. ZUM BUNDESRECHTLICHEN MODELL EINES FLEXIBLEN WASSERZINSES

Der Bundesrat stellt in den Vernehmlassungsunterlagen auch das Modell eines flexiblen Wasserzinses bestehend aus einem fixen und einem variablen, marktabhängigen Teil zur Diskussion. Obwohl nur "Erkenntnisse zur Akzeptanz" gewonnen werden sollen, ist dieses Vorgehen des Bundesrates doch einigermaßen erstaunlich. Immerhin hat es nämlich der Ständerat am 3.12.2015 abgelehnt, gewisse Massnahmen zur Flexibilisierung der Wasserzinsen in den Vordergrund zu stellen und hat den entsprechenden Satz in der Motion sogar gestrichen, um "ergebnisoffen" arbeiten zu können, wie es in der Debatte hiess. Nachdem der Nationalrat dieses Vorgehen am 2.3.2016 diskussionslos bestätigte, wirkt es befremdend, wenn der Bundesrat nun trotzdem dieses Modell zur Diskussion stellt und zwar als einziges. Befremdend umso mehr, als es sich ja um eine Forderung der Stromkonzerne handelt, die sie alle paar Jahre wieder vorbringen. Das Modell würde, nach 1916 (siehe erster Absatz zur Historie), eine noch stärkere Bevormundung und ein noch massiverer Eingriff in die Eigentumsrechte der Bergkantone bedeuten.

Für die BDP Graubünden kommt dieses Modell aber auch rein thematisch zu früh. Bevor über eine allfällige Neuregelung der Wasserzinsen gesprochen wird, muss zunächst das zukünftige Strommarktdesign bekannt sein. Zudem müssten dann die genauen Eckwerte des Modells definiert werden. Selbst dann käme aber das Modell fix/flexibel nach Meinung der BDP Graubünden nur in Frage, wenn der fixe Teil mindestens der Höhe der bisherigen 110 Fr./kW_{br} entsprechen würde.

16. VORSCHLÄGE DER BDP GRAUBÜNDEN IM HINBLICK AUF EIN NEUES STROMMARKTMODELL

Da das Modell eines flexiblen Wasserzinses nun zur Diskussion gestellt wird, erlauben wir uns im Hinblick auf ein neues Strommarktmodell und zur Unterstreichung der Bedeutung der Wasserkraft noch die nachfolgenden Bemerkungen und Vorschläge:

Die Wasserkraft ist die Wirbelsäule der Versorgungssicherheit in der Schweiz. Im europäischen Verbund nimmt der Anteil der fluktuierenden erneuerbaren Energien zu. Dies wird die Reservehaltung und das Leistungsmanagement in Zukunft stärker strapazieren als bisher. Dank den bestehenden Speicherkraftwerken ist es möglich, Versorgungsengpässe zu vermeiden und Stromimporte dann zu tätigen, wenn die Preise besonders tief sind und die Speicherbecken in dieser Zeit zu schonen. Die Schweiz importiert heute viel Strom zu sehr tiefen und manchmal sogar



Graubünden | Grischun | Grigioni

Bürgerlich - Demokratische Partei (BDP) Graubünden Partida burgais - democràtica (PBD) dal Grischun Partito borghese - democratico (PBD) dei Grigioni

negativen Preisen und verkauft diesen Strom, häufig zeitverschoben und zu höheren Preisen, ans benachbarte Ausland. Ihre Rolle als Stromdrehzscheibe Europas nützt allen Beteiligten und war stets gewinnbringend. Die Grossverbraucher in der Schweiz mit Marktzugang konnten in den letzten Jahren ihre Stromkosten signifikant senken, oftmals mehr als halbieren.

Dies war ohne Gefährdung der Versorgungssicherheit nur möglich, weil die Speicherseen in den Alpen jederzeit eine hohe Leistung (kW) und grosse Energiereserven (kWh) vorhielten, um bei schwachem Wind oder fehlender Sonne mit ebenfalls kostengünstiger Eigenproduktion einzuspringen. Allerdings werden die Inhaber und Betreiber der Speicherseen heute für diese Reservehaltung nicht angemessen entschädigt. Gäbe es sie aber nicht, müsste man eine ebenbürtige Lösung neu beschaffen und teuer einkaufen.

Die Schweiz kann die Versorgungssicherheit nicht einfach an die Nachbarländer delegieren. Die Nutzung von Stromimporten ist preislich zweifellos interessant und steht ausser Diskussion. Aber der für alle Beteiligten höchst lukrative Stromhandel muss über die nötigen Sicherheitspolster verfügen. Die Lücken in der heutigen Regulierung haben in jüngster Zeit wiederholt zu Alarmmeldungen des Übertragungsnetzbetreibers Swissgrid geführt. Es lässt sich nicht länger verbergen, dass die Versorgungssicherheit der Schweiz, insbesondere die Reservehaltung von Energie, ungenügend geregelt ist.

Im Zusammenhang mit den Diskussionen um die letzte Erhöhung der Wasserzinsen empfahl eine vom Bundesrat eingesetzte Expertengruppe schon 2008 die Einführung von Speicherezuschlägen. Der entsprechende Bericht hält fest:

"Bundesrechtlich einheitlich festgesetzte Speicherezuschläge erlauben es, die Qualität der Stromproduktionsmöglichkeiten aus Speicherseen sowie die höhere Wertschätzung von Spitzen- und Regelenergie aus Speicherkraftwerken mit einem nach einer einheitlichen Regel ermittelten Zuschlag zu berücksichtigen."

Durch geschicktes Lobbying ist es den Stromkonzernen sowohl 1996 als auch 2009 im National- und Ständerat gelungen, diesen Speicherezuschlag zu verhindern; 1996 nur äusserst knapp mit Stichtentscheid des Nationalratspräsidenten. Das heisst, die wertvolle, regulierende Leistung der Speicherkraftwerke für das gesamte Schweizer Stromnetz wird im heutigen Wasserzins gar nicht berücksichtigt.

Auf der Grundlage dieses Bundesberichts hätte der Kanton Wallis heute Anrecht auf zusätzliche 38 Millionen Franken Wasserzinsen (24 Prozent von 160 Millionen) und der Kanton Graubünden auf zusätzliche 18 Millionen (15 Prozent von 120 Millionen). Alle Gebirgskantone zusammen kämen auf ein Plus von rund 65 Millionen pro Jahr. Hochgerechnet auf die letzten 20 Jahre (bis 2010 mit dem alten Basissatz von 80 Fr./kW, ab 2011 mit dem neuen Basissatz von 100 Fr./kW und ab 2015 mit 110 Fr./kW) resultiert daraus rund eine Milliarde, die den Gebirgskantonen vorenthalten wurde, beziehungsweise die Gewinne der Stromkonzerne steigerte.

Im Rahmen der Debatte über die neue Strommarktordnung ist deshalb neben der obgenannten Strategischen Reserve auch die Thematik der Speicherezuschläge neu zu prüfen.

Bei dieser Ausgangslage und im Hinblick auf die entsprechenden Vorschläge der Stromkonzerne ersucht die BDP Graubünden, die oben geschilderte Situation im neuen Strommarktdesign zu berücksichtigen und den diesbezüglichen Beitrag der Wasserkraft entsprechenden abzugelten. In jedem Fall berufen wir uns betragsmässig zumindest auf die Besitzstandswahrung.



Graubünden | Grischun | Grigioni

Bürgerlich - Demokratische Partei (BDP) Graubünden
Partida burgais - democratica (PBD) dal Grischun
Partito borghese - democratico (PBD) dei Grigioni

Fazit

Die Diskussion um eine allfällige Neuregelung des Wasserzinses kann nicht losgelöst vom künftigen Strommarktdesign geführt werden. Solange das neue Marktdesign noch nicht bekannt ist, muss die bisherige Wasserzinsregelung beibehalten und der bisherige Wasserzins von 110 Fr./kW_{br} unverändert auf bisherigem Niveau weitergeführt werden. Die Berggebiete ganz allgemein, aber insbesondere die am schwersten betroffenen Konzessionsgemeinden sind keinesfalls bereit, alleine die Zeche für eine verfehlte Strommarktpolitik in der Schweiz und im benachbarten Ausland sowie für unternehmerische Fehlentscheide zu bezahlen. Würde eine unhaltbare, länger andauernde defizitäre Wasserkraft lückenlos nachgewiesen, müsste bei notwendig werdenden Unterstützungsmassnahmen eine Opfersymmetrie Platz greifen. Die aktuelle Marktsituation ist jedenfalls keine zulässige Begründung für einseitige Korrekturmassnahmen beim Wasserzins auf dem Buckel der Berggebietskantone und -gemeinden. Zudem haben sich die Strompreise in den letzten 12 Monaten um über 20 % erhöht und die Stromverkäufer auf dem freien Markt können zusätzlich vom massiv erstarkten Euro profitieren. Von einer generell defizitären Wasserkraft kann heute ohnehin keine Rede sein. Bevor die Höhe der Wasserzinsen in Frage gestellt wird, ist auch von den Stromkonzernen endlich diesbezügliche Transparenz zu fordern.

Wir ersuchen Sie, unsere Anträge unter Berücksichtigung der vorstehenden Bemerkungen und Anregungen bei der Überarbeitung der Gesetzesrevision zu übernehmen.

Freundliche Grüsse
BDP Graubünden
Der Präsident

Andreas Felix



SP Oberwallis, Postfach 616, 3900 Brig

www.spoberwallis.ch – spo@rhone.ch

Frau
Doris Leuthard, Bundesrätin
Vorsteherin UVEK
3000 Bern

revision-wrg@bfe.admin.ch

Brig, 13. Oktober 2017

Revision Wasserrechtsgesetz -- Herabsetzung Wasserzinsmaximum

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Innert der gesetzten Frist unterbreiten wir Ihnen nachfolgend die Stellungnahme der Sozialdemokratischen Partei Oberwallis (SPO) zur geplanten Revision des Wasserrechtsgesetzes (WRG) und der anvisierten Herabsetzung des Wasserzinses.

Die SPO widersetzt sich dem massiven Angriff auf das Berggebiet. Sie widersetzt sich dem Ansinnen, den Strombaronen unnötige Geschenke zu machen auf dem Buckel von Kantonen und Gemeinden, vorab im Berggebiet.

Wir stellen folgende Anträge und begründen diese wie folgt:



Anträge

- 1. Die Senkung des Wasserzins-Maximums wird abgelehnt.**
- 2. Der Alternativvorschlag gemäss Art. 49 Abs2 und 1bis wird WRG-E wird abgelehnt.**
- 3. Eine Wasserzinsbefreiung bei Gewährung von Investitionsbeiträgen (Art. 50a WRG-E) wird abgelehnt.**
- 4. Die Einführung eines flexiblen Wasserzinses wird abgelehnt.**
- 5. Bei einer nächsten Wasserrechtsrevision ist für Speicherkraftwerke ein Speicherzuschlag einzuführen.**

Begründung

- Im Kanton Wallis werden jährlich rund 10 TWh (10 Milliarden Kilowattstunden) Strom aus Wasserkraft produziert. Das entspricht knapp 30 Prozent der in der Schweiz produzierten Elektrizität aus Wasserkraft.
- Gut 80 Prozent der Wasserkraftanlagen stehen aufgrund von Konzessionen im Eigentum von ausserkantonalen oder ausländischen Gesellschaften. Diese schulden dem Kanton (für die Rhone) und den Gemeinden für die Nutzung des Wassers und bei Speicherkraftwerken des Gelände-Gefälles einen Preis: den Wasserzins.
- Der Wasserzins ist weder eine Steuer noch eine Subvention. Daran soll sich aus der Sicht der SPO nichts ändern. Der Wasserzins ist das Entgelt für die Nutzung des Rohstoffes Wasser, eine Ressourcen-Nutzung.
- Den öffentlichen Gemeinwesen im Kanton Wallis fallen jährlich rund 160 Millionen Franken an Wasserzinsen zu. Dies basierend auf einem Preis von Fr. 110.00/kWbr.



- Der Preis für die Nutzung der Wasserkraft wurde in den letzten Jahrzehnten periodisch angepasst. Diese Anpassung hinkte den grossen Gewinnen der Wasser-Strombarone immer hinterher.
- Gerade im ersten Jahrzehnt des laufenden Jahrhunderts scheffelten die grossen Wasserkraftgesellschaften von ALPIQ, AXPO, BKW und anderen Milliarden Gewinne. Gemäss der Statistik des Bundes betrug der Reingewinn der Strombranchen in den Jahren 2000 bis 2013 ganze 26 Milliarden Franken.
- Diese Gewinne wurden teils durch Fehlinvestitionen im In- und Ausland verpulvert. Und die Gewinne dienten auch - wie immer schon – zur Quersubventionierung von Atomkraftwerken. Eine Reduktion der Schulden bei Wasserkraftwerken war kein Thema.
- Infolge dieser Fehlinvestitionen und der daraus resultierenden schlechten finanziellen Jahresergebnisse fanden die Strombarone den Schuldigen: den Wasserzins.
- Die Eigentümer der grossen Wasserkraftanlagen, vorab Städte und Kantone zwischen Genf und dem Bodensee, kassierten aufgrund der grossen Gewinne (7.5% Dividende) weit mehr als die Wasserzinsen Kosten verursachten. Und das auch in Zeiten, wo die grossen Gesellschaften markante Defizite aufwiesen. Auch im Jahr 2015 wurden Stromunternehmen 500 Millionen Franken an Dividenden ausgeschüttet.
- Dank der Annahme des neuen Energiegesetzes gibt es pro im Wallis produzierte Kilowattstunde Wasserstrom im Durchschnitt pro Jahr 0.5 Rappen Subventionen. Nicht für Staat und Gemeinden, sondern für Alpiq, Axpo und CO.
- Weil in Europa die Konjunktur anzieht, war der Strom diesen Sommer einen Rappen teurer als vor einem Jahr.
Der Euro stieg parallel dazu von 1.07 Rappen auf 1.14 Rappen, was noch einmal 0.3 Rappen Mehrertrag pro Kilowattstunden ausmacht.
Das heisst: Die Walliser Energie ist innert eines Jahres 200 Millionen Franken mehr wert. Eine Reduktion der Wasserzinsen ist so überflüssig, wie die Olympischen Spiele 2026.



- Die Studien von Enerprice und Hanser und Partner¹, wie auch der Bericht der ElCom² (präsidiert vom CVP-Mann Carlo Schmid-Sutter) vom 26.6.2017 an die UREK-N zeigen in aller Klarheit auf: Mit der Wasserkraft lassen sich noch heute gute Gewinne machen. Die grossen Wasserkraftwerke verfälschten und verfälschen die Ertragslage.
- Es gibt somit keinen Grund, den Wasserzins herabzusetzen und vorab die Berg- und Randregionen massiv abzustrafen. Wir widersetzen uns diesem Ansinnen in aller Form. Eine Herabsetzung von Fr. 110 kWbr auf Fr. 80 kWbr bringt alleine für den Kanton Wallis einen Einnahmen-Ausfall von 44 Millionen Franken. Das ist nicht akzeptabel – nicht einmal für die CVP-Mehrheit im Walliser Staatsrat.

1 http://www.rkgk.ch/wp-content/uploads/2017/08/20170828_BHP-Schlussbericht.pdf
und <http://www.enerprice.ch/wasserkraft>

2 https://www.parlament.ch/centers/documents/_layouts/15/DocIdRedir.aspx?ID=DOCID-1-8799

- Auch die Alternativ-Variante (Art. 49 Abs.1 und 1^{bis} WRG-E) lehnen wir ab. Gemäss dieser Bestimmung sollen „Wasserzins-Erleichterungen“ für klar defizitäre Kraftwerke gewährt werden. Die Buchhaltungen der grossen Stromkonzerne sind Blackboxes. Gewinne und Verluste können wo immer gewünscht auftauchen. In der Branche besteht keine Transparenz. Eine solche muss geschaffen werden. Und eine solche wird aufzeigen, dass Wasserkraftwerke nicht defizitär sind. Zumal die Strompreise sich innert Jahresfrist um einen Rappen pro Kilowatt-Stunde erholt haben.
- Auch ein flexibles Wasserzins-Modell mit einer fixen Minimum und einem variablen Anteil lehnen wir strikte ab. Flexibilisierung heisst Reduktion. Zumindest müsste, wenn gegen unsere Position ein solches Modell eingeführt würde, das fixe Minimum dem heutigen Maximum von Fr. 110 kWbr entsprechen.
- Anstatt den Wasserzins um fast einen Drittel zu reduzieren vertreten wir nach wie vor die Position, dass bei Speicherkraftwerken ein Speicherzuschlag eingeführt werden muss. Dies für die wertvolle und regulierende



Leistung der Speicherkraftwerke für das gesamte Stromnetz in der Schweiz. Ein solcher Speicherzuschlag wurde von einer Expertengruppe des Bundesrats bereits im Jahre 2008 vorgeschlagen. Auf der Grundlage dieses Bundesberichts hätte der Kanton Wallis heute einen Anspruch von zusätzlichen 38 Millionen Franken. (24% von 160 Millionen Franken). Ein solcher Speicherzuschlag ist bei einer nächsten Revision des Wasserrechtsgesetzes zwingend vorzusehen.

Wir danken für die Berücksichtigung unserer Positionen.

Mit freundlichen Grüssen

SP Oberwallis

Doris Schmidhalter-Näfen
Präsidentin SPO

Daniela Blatter-Furrer
Sekretärin SPO

Gilbert Truffer
Vizepräsident SPO

Christian Jäger
Vizepräsident SPO

*Kopie an: Walliser Staatsrat/Roberto Schmidt, 1950 Sitten
Dienststelle für Energie, Kanton Wallis
SP Schweiz
Christian Levrat, Präsident SP Schweiz*



**Bundesamt für Energie (BFE)
Sektion Wasserkraft
3003 Bern**

Bern, 13. Oktober 2017

Revision Wasserrechtsgesetz

Antwort der Schweizerischen Volkspartei (SVP)

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir nehmen im Rahmen der oben genannten Vernehmlassung Stellung zur Vorlage. Wir äussern uns dazu wie folgt:

Die SVP lehnt die Vorlage in der vorliegenden Form ab und weist sie an den Bundesrat zur Überarbeitung zurück. Wie wir bereits mehrfach erwähnt und gefordert haben, ist eine Reform zur besseren Unterstützung der Wasserkraft nur im Rahmen einer politischen Gesamtschau möglich.

Wir fordern deshalb eindringlich anstelle der in den letzten Monaten präsentierten und diskutierten, isolierten Einzellösungen und Schnellschüssen ein Gesamtpaket, welches alle Massnahmen und Vorschläge bündelt und dass dieses dann dem Parlament rasch vorgelegt wird. Die Fortführung der bisherigen «Pflasterlipolitik» ist wenig zielführend und birgt im Gegenteil die ernsthafte Gefahr eines politischen Absturzes, welcher insgesamt zu mehr Schaden statt konkretem Nutzen führt.

Gesamtschau als sinnvolle Lösung

Die Anliegen der beiden Hauptakteure beim Thema zur besseren Unterstützung der einheimischen Wasserkraft und in diesem Zusammenhang insbesondere beim Wasserzins, könnten unterschiedlicher nicht sein. Auf der einen Seite stehen die Anbieter, welche möglichst wenig Wasserzinsen entrichten wollen, auf der anderen Seite die betroffenen Kantone, welche ihren Anspruch auf eine Nutzungsabgeltung der Ressource Wasserkraft durch die Vorlage massiv gefährdet sehen.

In einer derart vertrackten Situation kann es eigentlich nur Verlierer geben. Es ist daher absolut zwingend, dass man für eine Lösung die gesamte Problematik anschaut und mit Einbezug aller zur Verfügung stehenden Mitteln versucht, ein für alle Parteien möglichst befriedigendes Ergebnis zu finden.

Mit der im kommenden Jahr in Aussicht gestellten Vorlage zum Strommarktde-
sign ist diese Möglichkeit vorhanden. Ohne eine Auslegeordnung unter Einbezug
aller betroffenen Kräfte ist eine Revision, welche sich nur einseitig auf bestimmte
Punkte stützt, von vorneherein zum Scheitern verurteilt.

Unverzichtbare Eckwerte für ein Gesamtpaket

Aus Sicht der SVP sind bei der Erarbeitung eines solchen Gesamtpakets für die
Unterstützung der Wasserkraft folgende Elemente zentral: Eine Revision kann nur
erfolgreich sein, wenn erstens die im Monopol gefangene Bevölkerung sowie die
KMU's die Zeche nicht alleine bezahlen müssen, zweitens es nicht zu einem Kahl-
schlag bei den Abgeltungen für die betroffenen Kantone kommt und drittens die
Belastung für die Anbieter ein gewisses Mass nicht übersteigt. Diesbezüglich geht
die Vorlage des Bundesrates mit einer moderaten Senkung der Wasserzinsen
grundsätzlich in die richtige Richtung, dürfte aber nicht mehrheitsfähig sein. Maxi-
malforderungen auf allen Seiten sind dabei ebenso wenig zielführend, wie auch ein
kompletter Verzicht auf eine solche Revision – zu viel steht auf dem Spiel. Umso
wichtiger ist es, dass man – wie bereits erwähnt – alle Massnahmen zusammen in
eine Vorlage packt; nur so ist ein Kompromiss und damit eine Lösung überhaupt
möglich. Im Rahmen dieser Gesamtvorlage könnte betreffend die Wasserzinsen
die vom Bundesrat ursprünglich vorgeschlagene Flexibilisierung der Zinsen in Ab-
hängigkeit von den Marktpreisen grundsätzlich ebenfalls in Erwägung gezogen
werden.

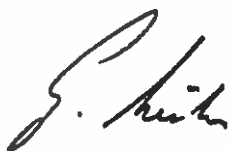
**Die SVP beantragt in diesem Sinne die Rückweisung der Vorlage und statt-
dessen die Ausarbeitung eines Gesamtpakets, welches jetzt rasch wieder
vorzulegen ist.**

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme und grüssen
Sie freundlich.

SCHWEIZERISCHE VOLKSPARTEI

Der Parteipräsident

Der Generalsekretär



Albert Rösti
Nationalrat

Gabriel Lüchinger

Schweizerische Arbeitsgemeinschaft für die Berggebiete (SAB)
Groupement suisse pour les régions de montagne (SAB)
Gruppo svizzero per le regioni di montagna (SAB)
Gruppa svizra per las regiuns da muntogna (SAB)

3001 Bern / Seilerstrasse 4 / Postfach / Tel. 031/382 10 10 / Fax 031/382 10 16
www.sab.ch info@sab.ch Postkonto 50-6480-3



Hergiswil, 24. August 2017
TE / H10

Bundesamt für Energie
Sektion Wasserkraft

3003 Bern

revision-wrg@bfe.admin.ch

Stellungnahme der SAB zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020)

Sehr geehrte Damen und Herren

Die Schweizerische Arbeitsgemeinschaft für die Berggebiete (SAB) bedankt sich für die Gelegenheit zur Stellungnahme über das randvermerkte Geschäft. Die SAB vertritt als gesamtschweizerische Dachorganisation die Interessen der Berggebiete in den wirtschaftlichen, sozialen und ökologischen Belangen. Mitglieder der SAB sind 22 Kantone, 41 Regionen, rund 600 Gemeinden sowie zahlreiche Organisationen und Einzelmitglieder.

Mit der Revisionsvorlage schlägt der Bundesrat vor, das Wasserzinsmaximum in einer Übergangsperiode in den Jahren 2020 bis 2022 von 110 Fr. / kW_{br} auf 80 Fr. / kW_{br} zu senken. Für die Zeit nach 2022 soll ein flexibles Modell für den Wasserzins eingeführt werden bestehend aus einem fixen und einem variablen, marktabhängigen Teil. Die genaue Ausgestaltung dieses flexiblen Modells liegt derzeit nicht vor. **Die SAB anerkennt, dass der Bundesrat eine Übergangslösung vorschlägt und die weitere Ausgestaltung mit dem zukünftigen Marktdesign verknüpft. Die SAB lehnt jedoch den vorliegenden Revisionsentwurf und damit die Senkung des Wasserzinsmaximums von 110 auf 80 Fr. / kW_{br} zum heutigen Zeitpunkt entschieden ab.** Wir werden unsere ablehnende Haltung nachfolgend detailliert erläutern.

Auswirkungen der geplanten Wasserzinsreduktion

Die Wasserzinsen machen aktuell rund 550 Mio. Fr. pro Jahr aus. Am meisten profitieren davon die Kantone Wallis (164 Mio. Fr.), Graubünden (124 Mio. Fr.), Tessin (55 Mio. Fr.), Aargau (49,6 Mio. Fr.) und Bern (45,5 Mio. Fr.). Durch die Reduktion des Wasserzinsmaximums auf 80 Fr. / kW_{br} würden die Kantone rund 150 Mio. Fr. verlieren. Je nach Kanton ist die Gewässerhoheit unterschiedlich geregelt. So erhalten z.B. in den Kantonen Wallis und Graubünden auch die Gemeinden einen Anteil am Wasserzins, im Kanton Bern jedoch nicht. Damit sind neben den Kantonen auch die Gemeinden in einem unterschiedlichen Ausmass von der Reduktion der Wasserzinsen betroffen. Bei den Standortgemeinden handelt es sich sehr oft um strukturschwache Gemeinden. Diese könnten ohne die Wasserzinseinnahmen ihr Leistungsniveau zu Gunsten der Bevölkerung nicht aufrecht erhalten. Die Gemeinden würden für die Bevölkerung und Wirtschaft weniger attraktiv, Abwanderungstendenzen würden verstärkt oder müssten mit zusätzlichen Mitteln aus dem kantonalen Finanzausgleich oder anderen Unterstützungsmassnahmen kompensiert werden. Die vom Bundesrat vorgeschlagene Senkung der Wasserzinsen hätte somit erhebliche negative Auswirkungen auf die Berggebiete und läuft somit den Zielen der föderalen Autonomie der Gebietskörperschaften, der Regionalpolitik und der dezentralen Besiedlung zuwider.

Energiepolitik in der Schweiz im Umbruch

Die Energiewende in der Schweiz soll in zwei Etappen vollzogen werden. Die erste Etappe wurde vom Stimmvolk am 21. Mai 2017 nach intensiven Diskussionen im Parlament mit der Abstimmung über das Energiegesetz gutgeheissen. Auch die Stimmbevölkerung in den Berggebieten und deren politische Vertretungen so auch die SAB haben dieser ersten Etappe zugestimmt. Verschiedene Massnahmen dieser ersten Etappe sind als kurzfristige Massnahmen konzipiert. So insbesondere die Unterstützungsmassnahmen für die Wasserkraft in Form der Marktprämie und der Investitionsprämie. Der ersten Etappe muss deshalb eine zweite Etappe folgen.

Als zweite Etappe der Energiewende war ursprünglich vom Bundesrat die Einführung eines Klima- und Energielenkungssystems KELS geplant. Bereits in der Vernehmlassung zeichnete sich ab, dass dieses KELS politisch keine Chance hat. Das eidgenössische Parlament hat dies mit dem äusserst deutlichen Nichteintretensbeschluss auf die Vorlage bestätigt. Das Parlament ist sich aber auch bewusst, dass eine zweite Etappe folgen muss. Die Arbeiten für ein neues Strommarktdesign wurden deshalb bereits aufgenommen. Im Moment ist völlig unklar, in welche Richtung sich dieses neue Strommarktdesign entwickeln wird. Dieses neue Marktdesign ist aber entscheidend für die zukünftige Preisgestaltung auf dem Strommarkt und hat damit auch Einfluss auf die Diskussion rund um die Wasserzinsen. Dabei werden auch Fragen der Strommarktöffnung in der Schweiz und der Zusammenarbeit mit der Europäischen Union einen entscheidenden Einfluss haben. Eine vollständige Strommarktöffnung würde beispielsweise die Strompreise nach unten drücken. Die SAB ist deshalb klar der Auffassung, dass die Frage des Wasserzinses erst aufgeworfen werden kann, wenn das neue Strommarktdesign beschlossen und in Kraft ist. Damit ist auch ausgesagt, dass die vom Bundesrat vorgeschlagene Übergangsfrist bis 2022 vermutlich unrealistisch ist. Es wird angesichts der Komplexität der Fragestellungen und der divergierenden Meinungen über die Ausgestaltung des zukünftigen Strommarktdesigns vermutlich kaum gelingen, bis 2022 ein neues Strommarktdesign in Kraft zu setzen.

Verfehlte Strompolitik im benachbarten Ausland

Die aktuell schwierige Marktlage für den Absatz von Strom aus Schweizer Produktion ist wesentlich mitversursacht durch die verfehlte Förderpolitik insbesondere in Deutschland. Deutschland überschwemmt derzeit den Strommarkt mit hochsubventionierter und damit künstlich verbilligter Energie aus neuen erneuerbaren Energieträgern wie Wind und Sonne sowie aus Kohle. Erschwerend kommt dazu, dass die Preise für CO₂-Zertifikate nicht den wahren Gegebenheiten entsprechen. Es ist u.a. diese verfehlte Förderpolitik im benachbarten Ausland, welche derzeit den Strompreis herunter drückt und nicht die Höhe des Wasserzinses. Die Berggebiete sind nicht bereit, die Zeche für diese verfehlte Strompolitik im benachbarten Ausland zu zahlen.

Wasserzins ist Abgeltung für Ressourcennutzung

Das Wasser ist eine der wenigen natürlichen Ressourcen der Schweiz. Die aktuelle Bundespolitik, namentlich die neue Regionalpolitik, fordert von den Berggebieten, dass sie unternehmerisch tätig sind und ihre Potenziale best möglich nutzen. In dieser Beziehung ist die Wasserkraft eines der wichtigsten Potenziale. Der Wasserzins stellt eine Abgeltung für die Ressourcennutzung, in diesem Fall des Wassers dar. Der Wasserzins stellt auch eine Art Entschädigung für den Verzicht auf andere Nutzungen des Raumes wie z.B. Landwirtschaft und Tourismus dar. Der Wasserzins ist in diesem Sinne kein Marktpreis, der von Angebot und Nachfrage gesteuert wird sondern wie ausgeführt ein politisch festgelegtes Entgelt für eine Ressourcennutzung. Eine veränderte Marktsituation darf deshalb auch nicht als Rechtfertigung für eine Senkung des Wasserzinses herbeigezogen werden. Mit dem Wasserzins nimmt die Schweiz im internationalen Kontext übrigens eine Vorreiterrolle ein. Österreich kennt z.B. im Gegensatz zur Schweiz keinen Wasserzins. Dabei fordert zum Beispiel auch die Alpenkonvention als alpenweites Vertragswerk, dass die Mitgliedstaaten eine angemessene Entschädigung für die Ressourcennutzung vorsehen (Art. 7 des Energieprotokolls und Art. 11 des Protokolls Raumplanung und Nachhaltige Entwicklung).

Der Wasserzins als Abgeltung der Ressourcennutzung kommt direkt und voll den Standortkantonen und –gemeinden zu. Dies im Unterschied zu den Steuererträgen aus der Wasserkraftnutzung. Diese sind abhängig von den Besitzverhältnissen. Die Besitzverhältnisse sind aus Sicht der Berggebiete oftmals nachteilig. So befinden sich z.B. nur gerade 17% der Wasserkraft des Kantons Graubünden im Besitz des Kantons und der Bündner Gemeinden. D.h. das 83% der Erträge ausserhalb des Kantons anfallen. Den Standortkantonen als Ressourcenlieferanten entgehen somit substantielle Erträge aus dem Markterlös der Wasserkraft.

Produktionseinbussen nicht nur wegen Marktsituation

Die Strombranche beklagt seit einigen Jahren systematisch die angeblich hohe Last durch die Wasserzinsen. Dabei geht vergessen, dass die Wasserzinsen nur einen kleinen Teil der Lasten ausmachen. Beim aktuellen Wasserzinsmaximum von 110 Fr. / kW_{br} macht der Wasserzins ca. 1,6 Rp./ kWh aus. Der Wasserzins hat dabei durchaus seine Berechtigung, unabhängig von der jeweiligen Marktsituation wie weiter oben ausgeführt. Bei der Beurteilung der Lage der Wasserkraftproduzenten muss berücksichtigt werden, dass deren Handlungsspielraum und Marktpotenzial auch durch andere Bestimmungen in den letzten Jahren erheblich eingeschränkt

wurden. So führen u.a. die neuen Restwasserbestimmungen aus dem Jahr 2011 zu einer Produktionseinbusse von rund 140 Mio. Fr. Die Umweltauflagen für Renaturierungsprojekte sowie die unendlich sich hinziehenden Bewilligungsverfahren wie beispielsweise für den Ausbau der KWO im Grimselgebiet und für den Ausbau von Übertragungsnetzen führen ebenfalls zu erheblichen Kostensteigerungen. Es ist von daher falsch, wenn nun der Wasserzins in Frage gestellt wird und damit die aktuelle Lage der Wasserwirtschaft einzig von den konzedierenden Kantonen und Gemeinden bewältigt werden müsste.

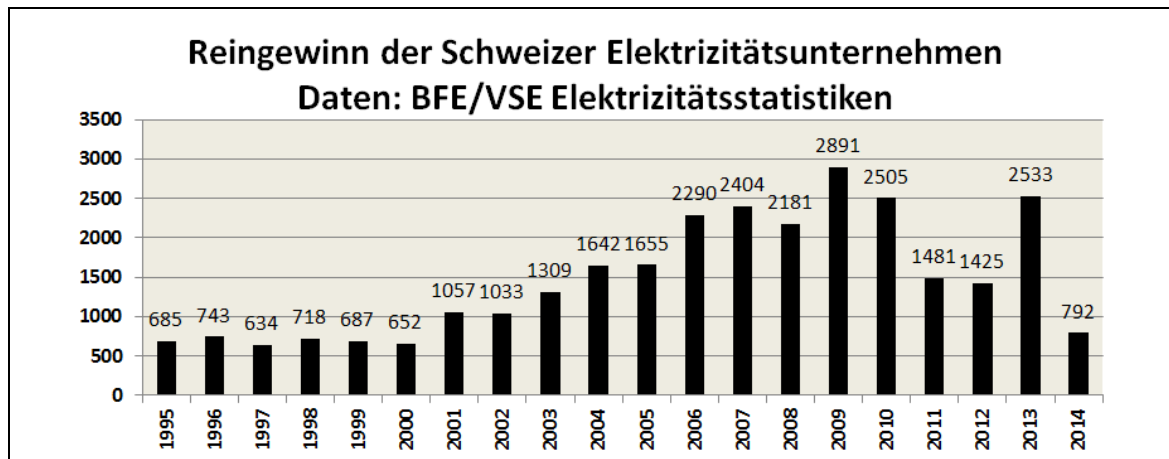
Verfälschte Darstellung der Ertragslage

Die aktuellen Gestehungskosten für die Wasserkraft liegen gemäss einem Gutachten von BHP bei rund 5 Rp./kWh. Davon machen die Finanzkosten, Abschreibungen und Steuern mit rund 2 Rp./kWh den grössten Teil aus. Der Wasserzins liegt mit 1,6 Rp./kWh darunter ebenso wie die Grenzkosten mit rund 1 Rp./kWh. Von den Stromkonzernen werden bei der aktuellen Diskussion um den Wasserzins immer nur diese Gestehungskosten als Argument ins Feld geführt. Dabei wird verschwiegen, dass der Strom an die Endkunden zu einem wesentlich höheren Preis verkauft wird und somit die Konzerne immer noch eine erhebliche Gewinnmarge aufweisen. Der Strom konnte während den letzten 15 Jahren immer gewinnbringend verkauft werden. Die Reingewinnmarge des gesamten verkauften Stroms aus Wasserkraft lag auch im Jahr 2015 noch bei durchschnittlich 2 Rp./kWh. Auch im Vergleich zu anderen Technologien ist die Wasserkraft absolut konkurrenzfähig, so liegen die Gestehungskosten von Strom aus den KKW Beznau oder Mühleberg bei 8 – 8,5 Rp./kWh und damit fast doppelt so hoch wie die Gestehungskosten aus Wasserkraft. Zu beachten ist ferner, dass etwa die Hälfte bis zwei Drittel des Stromes aus Wasserkraft an Endkonsumenten in der Grundversorgung geliefert werden. Hier bestehen keine Rentabilitätsprobleme, da hier ohnehin nicht die tiefen Marktpreise spielen, die von den Stromkonzernen als Begründung für die Senkung des Wasserzinses angeführt werden. Aus den dargelegten Marktverhältnissen geht klar hervor, dass eine Senkung der Wasserzinsen auf der Grundlage der aktuellen Marktlage nicht gerechtfertigt ist. Die Ursachen für allfällige Defizite der grossen Stromkonzerne sind nicht beim Wasserzins zu suchen, der als fixe Grösse langfristig voraus in die Konzernrechnungen eingeplant werden kann, sondern bei politischen und unternehmerischen Entscheiden u.a. bei Fehlinvestitionen in andere Technologien, so z.B. in Kohlekraftwerke im Ausland.

Hohe Gewinne und Reserven der Stromkonzerne

Die in der Elektrizitätsstatistik erfassten Unternehmen erzielten zwischen 1995 und 2014 einen Gesamtgewinn von 29,3 Mrd. Fr. Dies entspricht einem jährlichen Durchschnitt von 1,465 Mrd. Fr. Die Reserven der Unternehmen sind per Ende 2014 auf 22,5 Mrd. Fr. angestiegen. Angesichts dieser Zahlen muss die Frage gestellt werden: wo liegt eigentlich das Problem? Die Konzerne müssten eigentlich die derzeitige vorübergehende Baisse bei den Strompreisen aus eigenen Mitteln kompensieren können. Sicher ist es jedoch falsch, den Bergkantonen und –gemeinden nun quasi die Schuld zuzuweisen und ihnen eine Reduktion des Wasserzinses zuzumuten, ohne dass die Stromkonzerne sich selber auch beteiligen würden. An dieser Stelle muss auch in Erinnerung gerufen werden, dass die grossen Stromkonzerne wie Alpiq und Axpo ihren Hauptsitz im Mittelland haben und die Besteuerung der Unternehmensgewinne in erster Linie hier erfolgt. Falls die grossen Stromkonzerne wirklich in eine finanzielle Schieflage geraten, dann sind sie

vermutlich „too big to fail“ und es wäre zu erwarten, dass auch die Standortkantone sich an Massnahmen zur Stabilisierung dieser Konzerne beteiligen. Zudem müsste auch erwartet werden, dass die Stromkonzerne ihre Dividendenausschüttung zurückfahren. Doch im Jahr 2015 wurden immer noch 500 Mio. Fr. an Dividenden ausbezahlt. Die plakative Frage stellt sich: wird Druck auf die Wasserzinsen gemacht (welche den Berggebieten zu Gute kommen), damit die Standortkantone (im Mittelland) weiterhin eine hohe Dividende einkassieren können?



Künftige Bedeutung der Wasserkraft

Die Wasserkraft scheint derzeit in der Schweiz mit marktbedingten Problemen zu kämpfen. Dabei gilt zu beachten, dass der Markt wesentlich durch externe Faktoren verzerrt ist. Aus Sicht der SAB entsteht auch der Eindruck, dass derzeit die Wasserkraft gezielt schlecht geredet wird, um einen politischen Druck auf den Wasserzins auszuüben. Betrachtet man jedoch die absehbare zukünftige Entwicklung im Energiesektor, so zeigt sich ein völlig anderes Bild. Die Schweiz hat beschlossen, aus der Kernkraft auszusteigen. Das bedeutet, dass 40% der Stromproduktion ersetzt oder eingespart werden müssen. Die einzige erneuerbare und einheimische Energiequelle die substanziell zu dieser Energiewende beitragen kann ist die Wasserkraft, die bereits heute rund 56% der Stromproduktion abdeckt. Im Interesse der Landesversorgung muss deshalb die Wasserkraft weiter ausgebaut werden. Das Stimmvolk hat dieser Absicht mit seinem Ja zur ersten Etappe der Energiepolitik am 21. Mai 2017 zugestimmt. Es hat sich dabei einverstanden erklärt, die Wasserkraft vorübergehend mit einer Marktprämie und Investitionsbeiträgen zu unterstützen. Bei der Interessensabwägung sind zudem künftig die Interessen der Energieversorgung als von gleichwertigem nationalem Interesse einzustufen wie z.B. der Natur- und Landschaftsschutz. Dies ist ebenfalls ein wichtiges Signal, damit Kraftwerke ausgebaut, erneuert und allenfalls auch neue gebaut werden können. Die gesellschaftliche und wirtschaftliche Entwicklung geht im Trend eindeutig in Richtung vermehrten Stromkonsums. Die Digitalisierung von Wirtschaft und Gesellschaft erfordert eine ausreichende und stabile Stromversorgung. Mit der geplanten Umstellung des motorisierten Individualverkehrs auf Elektroantrieb wird der Bedarf nach Strom in ganz Europa massiv steigen. Die schweizerische Wasserkraft wird hier ein Trumpffaktor sein.

Modell eines flexiblen Wasserzinses

Der Bundesrat stellt in den Vernehmlassungsunterlagen auch das Modell eines flexiblen Wasserzinsens bestehend aus einem fixen und einem variablen,

marktabhängigen Beitrag zur Diskussion, ohne jedoch noch die genauen Modalitäten zu präsentieren. Für die SAB kommt dieses Modell zu früh. Erstens muss zuerst das zukünftige Strommarktdesign bekannt sein und zweitens müssten zuerst die genauen Eckwerte des Modells definiert werden.

Fazit

Die Diskussion um den Wasserzins kann nicht losgelöst vom künftigen Strommarktdesign geführt werden. Bis ein neues Marktdesign in Kraft ist, muss der Wasserzins unverändert auf bisherigem Niveau weiter geführt werden. Die Berggebiete sind keinesfalls bereit, alleine die Zeche für eine verfehlte Strommarktpolitik in der Schweiz und im benachbarten Ausland sowie für unternehmerische Fehlentscheide zu bezahlen. Die aktuelle Marktsituation ist auch keine zulässige Begründung für einseitige Korrekturmassnahmen beim Wasserzins auf dem Buckel der Berggebietskantone und -gemeinden. Die SAB ist gerne bereit, sich aktiv in Diskussionen um das Strommarktdesign einzubringen. Sie ist aber zum jetzigen Zeitpunkt nicht bereit, eine Wasserzinsreduktion zu akzeptieren.

Mit freundlichen Grüssen

SCHWEIZERISCHE ARBEITSGEMEINSCHAFT FÜR DIE BERGGEBIETE (SAB)

Die Präsidentin:

Der Direktor:

Christine Bulliard-Marbach
Nationalrätin

Thomas Egger
Nationalrat

Résumé

Le Groupement suisse pour les régions de montagne (SAB) rejette résolument la modification de la loi sur les forces hydraulique. En effet, ce projet prévoit de réduire la redevance hydraulique de 110 à 80 francs/kWhth, durant une période transitoire, prévue entre 2020 et 2022. Ensuite, un système flexible devrait être institué sur le long terme. Une telle proposition pénaliserait fortement les cantons dans lesquels se trouvent des installations hydroélectriques (surtout le Valais, les Grisons, le Tessin ainsi que Berne), de même que les communes de montagne bénéficiant de la redevance hydraulique. Ce système les priverait de plus du quart des 550 millions de francs qui leur sont versés actuellement, soit environ 150 millions de francs. Les réflexions à ce sujet doivent s'inscrire dans le cadre de la conception d'une nouvelle structure du marché de l'électricité. Entretemps, il n'est pas question de réduire la redevance hydraulique. Car il n'est pas normal que les régions de montagne doivent supporter seules les erreurs qui ont conduit à un effondrement des prix de l'énergie électrique. Enfin, le SAB souhaite participer activement aux débats sur la **nouvelle** structure du marché de l'électricité.



FCV-VWG

Fédération des Communes Valaisannes
Verband Walliser Gemeinden



Frau Bundespräsidentin
Doris Leuthard
Vorsteherin UVEK
Kochergasse 6
3003 Bern

Monthey, Brig, 14. September 2017

Entwurf für die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes Stellungnahme

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Der Verband der Walliser Gemeinden vertritt die Interessen der 126 Gemeinden im Kanton Wallis. Sämtliche Walliser Gemeinden sind Mitglieder unseres Verbandes. Dies ist Zeichen für unsere breite Abstützung sowie unsere hohe Legitimität.

Der Bundesrat hat im Juni 2017 das Vernehmlassungsverfahren betreffen die Revision des Wasserrechtsgesetzes eröffnet. Wir haben die Unterlagen eingehend geprüft und nehmen wie folgt Stellung:

Der Entwurf für die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes sieht unter anderem während der Übergangszeit von 2020 bis 2022 eine generelle Reduktion des Wasserzinsmaximums von derzeit 110 CHF auf 80 CHF pro Kilowatt Bruttoleistung vor. Diese Reduktion ist weder sachlich noch politisch gerechtfertigt und der Verband Walliser Gemeinden lehnt sie deshalb entschieden ab. Auch dass die vorgeschlagene Senkung „als vorbereitende Anpassung vor einer langfristigen Lösung zu sehen ist“ können wir nicht akzeptieren.

Die aktuell schwierige Marktlage für den Absatz von Strom aus Schweizer Produktion ist wesentlich mitversursacht durch die verfehlte Förderpolitik im Ausland. Der Wasserzins gehört nicht zu den Ursachen dieser Entwicklungen. Deshalb ist es im Zusammenhang mit der Ursachenbekämpfung auch falsch, beim Wasserzins ansetzen zu wollen. Damit würden nämlich alleine die Wasserkantone den Preis für den Ausgleich der Marktverzerrungen bezahlen.

Für die Gebirgskantone zusammen hätte die Reduktion der Wasserzinsen einen bedeutenden Einnahmenverlust von jährlich 106 Mio. Franken zur Folge, davon 44 Mio. Franken allein für den Kanton Wallis und die Walliser Gemeinden. Darüber hinaus steuern in einigen Walliser Gemeinden die Wasserzinsen einen Anteil von bis zu 40% an den Gesamteinnahmen bei.

Fédération des Communes Valaisannes
Verband Walliser Gemeinden
Viktoriastrasse 15
Postfach 685
3900 Brig

☎ 027 924 66 00
✉ info@fcv-vwg.ch
🌐 www.fcv-vwg.ch



FCV-VWG

Fédération des Communes Valaisannes
Verband Walliser Gemeinden

Bei den Standortgemeinden handelt es sich sehr oft um strukturschwache Gemeinden. Diese könnten ohne die Wasserzinseinnahmen ihr Leistungsniveau zu Gunsten der Bevölkerung nicht aufrecht erhalten. Die Gemeinden würden für die Bevölkerung und Wirtschaft weniger attraktiv, Abwanderungstendenzen würden verstärkt oder müssten mit zusätzlichen Mitteln aus dem kantonalen Finanzausgleich oder anderen Unterstützungsmassnahmen kompensiert werden. Die vom Bundesrat vorgeschlagene Senkung der Wasserzinsen hätte somit erhebliche negative Auswirkungen auf die Berggebiete. Von der Reduktion der Wasserzinsen wären aber alle Walliser Gemeinden direkt oder indirekt betroffen, da sich Einnahmenverluste auch im Rahmen des interkommunalen Finanzausgleichs niederschlagen.

Im übrigen unterstützen wir die Stellungnahme der Regierungskonferenz der Gebirgskantone vom 28. August 2017 vollumfänglich.

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit zur Stellungnahme und bitten Sie, die berechtigten Interessen der Walliser Gemeinden zu berücksichtigen.

Freundliche Grüsse

Der Präsident:

Stéphane Coppey

Die Generalsekretärin:

Eliane Ruffiner



FCV-VWG

Fédération des Communes Valaisannes
Verband Walliser Gemeinden

Madame la Présidente de
la Confédération
Doris Leuthard
Cheffe du DETEC
Kochergasse 6
3003 Berne

Monthey, Brigue, 14. septembre 2017

Projet de révision partielle de la loi sur l'utilisation des forces hydrauliques – Prise de position

Madame la Présidente de la Confédération,
Mesdames, Messieurs,

La Fédération des Communes Valaisannes (FCV) a pour but principal la défense des intérêts des communes valaisannes. L'ensemble des 126 communes du Canton du Valais sont membres de la Fédération. Cette participation unanime démontre non seulement l'appui considérable des autorités communales envers l'association mais également la légitimité de la FCV à défendre les intérêts de ses membres.

Le Conseil fédéral a mis en consultation un projet de révision de la loi sur les forces hydrauliques. Nous avons examiné les documents mis en consultation et nous permettons de vous soumettre ci-après notre prise de position.

Durant une période provisoire de 2020 à 2022, le projet prévoit entre autres une baisse générale de la redevance hydraulique maximale de 110 francs à 80 francs par kilowatt de puissance théorique. La Fédération des Communes Valaisannes rejette fermement cette mesure, celle-ci n'étant fondée ni matériellement ni politiquement. De plus, nous ne pouvons accepter que la réduction proposée doive « être vue comme une adaptation préparatoire à une solution à long terme. »

La politique de subventions appliquée par nos voisins européens provoque des déséquilibres sur le marché suisse de la distribution énergétique. La redevance hydraulique n'étant pas la source de ces distorsions du marché, il n'est dès lors pas correct de la remettre en cause. Surtout, seuls les cantons producteurs d'énergie hydro-électrique seraient affectés par ces mesures de réduction, sans qu'ils ne soient pour autant responsables des distorsions mentionnées ci-dessus.

Par ailleurs, ces mesures de réduction engendreraient une baisse massive de recettes pour les cantons alpins (CHF 106 mio) ainsi que pour le Valais et ses communes (CHF 44 mio). Les redevances hydrauliques représentent jusqu'à 40% des recettes totales dans certaines communes valaisannes.

Fédération des Communes Valaisannes
Verband Walliser Gemeinden
Viktoriastrasse 15
Postfach 685
3900 Brig

☎ 027 924 66 00
✉ info@fcv-vwg.ch
🌐 www.fcv-vwg.ch



FCV-VWG

Fédération des Communes Valaisannes
Verband Walliser Gemeinden

Sans ces recettes, la plupart des communes concernées ne seraient plus en mesure de maintenir leur niveau de prestation envers la population. Leur attractivité s'en trouverait fortement réduite, renforçant encore la tendance à l'exode rural. Cette tendance devrait être compensée par des moyens supplémentaires provenant de la péréquation financière intercommunale ou par d'autres mesures de soutien. En affectant la péréquation financière intercommunale, une baisse des redevances hydrauliques pénaliserait non seulement les communes titulaires de concessions mais également l'ensemble des régions de montagne.

Par ailleurs, nous soutenons entièrement la prise de position de la Conférence gouvernementale des cantons alpins du 28 août 2017.

En vous remerciant de nous donner l'occasion de prendre position, nous vous prions de croire, Madame la Présidente de la Confédération, Mesdames, Messieurs, à l'expression de nos sentiments les meilleurs.

Le Président:

Stéphane Coppey

La Secrétaire générale:

Eliane Ruffiner

ASSOCIAZIONE DEI COMUNI TICINESI

Indirizzo segretariato: Casella Postale 206, 6500 Bellinzona 5

Segretario:
Ivano Rezzonico

☎ 079 718 46 23
e-mail AssCT@hispeed.ch
www.comuniticinesi.ch

Trasmesso via posta elettronica
revision-wrg@bfe.admin.ch

Spettabile
Ufficio federale dell'energia
Sezione Forza idrica
3003 Berna

Bellinzona, 20 settembre 2017

procedura di consultazione concernente la revisione parziale della legge federale sull'utilizzazione delle forze idriche (LUF;RS 721.80)

Egregi signori,

La nostra Associazione appoggia la presa di posizione della conferenza dei governi dei Cantoni alpini che rifiuta la riduzione generale del canone massimo dei diritti d'acqua.

I canoni d'acqua sono parte integrante del sistema di perequazione intercomunale dei Comuni ticinesi ed una loro riduzione comporterebbe seri problemi finanziari per il nostro Cantone e di conseguenza per tutti i Comuni ed in particolare per quelli delle valli.

Riteniamo pertanto necessario il mantenimento dell'aliquota massima del canone d'acqua al livello attuale e della regola vigente fino all'entrata in vigore di un nuovo modello del mercato energetico.

Ringraziandovi per l'attenzione che vorrete dare alla nostra richiesta e vi porgiamo migliori saluti.

Associazione dei Comuni Ticinesi



Il segretario
Ivano Rezzonico

Allegato : copia comunicato stampa Conferenza dei governi dei cantoni alpini.
C.p.c : Comuni membri ACT



DIE GEBIRGSKANTONE

Regierungskonferenz der Gebirgskantone
Conférence gouvernementale des cantons alpins
Conferenza dei governi dei cantoni alpini
Conferenza da las regenzas dals chantuns alpins

Non divulgare fino a: 28 agosto 2017, ore 11.00

Comunicato stampa

Secco no a una riduzione generale del canone massimo per i diritti d'acqua

La Conferenza dei governi dei cantoni alpini (CGCA) respinge fermamente la riduzione generale del canone massimo proposta dal Consiglio federale a titolo di regolamentazione transitoria, non essendovi alcuna giustificazione né oggettiva né politica. Urge invece, durante il periodo di transizione, procedere a un riassetto del mercato dell'energia elettrica, completamente distorto. Soltanto allora si potrà discutere di un eventuale nuovo modello di canone per i diritti d'acqua.

I governi cantonali di Uri, Obvaldo, Nidvaldo, Glarona, Grigioni, Ticino e Vallese hanno provveduto ad analizzare la bozza per il canone massimo inviata in consultazione e a definire una presa di posizione comune.

Il carro viene messo davanti ai buoi

Secondo il Consiglio federale la riduzione dei canoni è dovuta a una completa distorsione del mercato energetico nazionale e internazionale e delle dinamiche tariffarie. Si tratta perlopiù di decisioni politiche o anche della mancanza di decisioni politiche. Il canone per i diritti d'acqua non viene annoverato tra i fattori all'origine di tali sviluppi. Non è pertanto corretto voler partire da esso per far fronte alle cause. Così facendo, infatti, sarebbero soltanto i Cantoni produttori di energia idroelettrica a pagare il prezzo per compensare le distorsioni del mercato.

La regolamentazione transitoria consente il coordinamento con il nuovo modello di mercato elettrico

La nuova legge sull'energia prevede che, entro il 2019, il Consiglio federale sottoponga all'Assemblea federale il disegno di un nuovo modello di mercato elettrico. Definire una regolamentazione transitoria in materia di canone massimo per i diritti d'acqua consente di coordinare quest'ultimo, a livello temporale e sostanziale, con il nuovo assetto del mercato elettrico si tratta di un coordinamento opportuno che gode, in linea di principio, del nostro consenso.

Riduzione generale ingiustificata

Tuttavia, la proposta di ridurre a titolo generale, nel corso del periodo di transizione, il canone massimo da 110 franchi per chilowatt di potenza lorda (kW_{lordo}) a 80 franchi per kW_{lordo} viene fermamente respinta. Si tratta di una manovra oggettivamente ingiustificata, dal momento che circa la metà della produzione idroelettrica è venduta nel servizio universale, dove tutti i costi risultano coperti (principio dei costi di produzione). Per definizione, questa porzione di forza idrica non ha pertanto problemi di redditività. Ne risulta che la variante principale proposta a titolo di regolamentazione transitoria non è altro che una sovvenzione ad annaffiatoio ingiustificata. A consuntivo, inoltre, comporterebbe anche una parziale compensazione del premio di mercato deliberato con la nuova legge sull'energia (supplemento di rete di 0,2 ct./kWh). La popolazione, però, ha approvato la Strategia energetica 2050 consapevole di tale supplemento. Il fatto che, subito dopo la votazione, questo supplemento verrebbe messo a carico dei Cantoni alpini dietro le quinte non è giustificabile. Con la variante principale proposta, il Consiglio federale persegue dunque un solo obiettivo: quello di gettare un'"ancora" psicologica per future riduzioni del canone, ciò che viene fermamente respinto. I Cantoni alpini non sono assolutamente disposti a *"interpretare la soluzione transitoria come adeguamento preparatorio in vista di una soluzione a lungo termine"*, come illustrato dal Consiglio federale.

Argomentazione contraddittoria da parte del Consiglio federale

A fine maggio il Consiglio federale aveva respinto con veemenza, in seno al Consiglio nazionale, qualsivoglia misura di natura politico-economica, dicendo anche di non disporre di sufficienti dati in merito alla redditività dell'idroelettrico. A sole tre settimane di distanza, propone una riduzione generale del canone massimo per i diritti d'acqua a titolo di regolamentazione transitoria, con la motivazione che, al di là dei premi di mercato, è necessaria una riduzione degli oneri a carico dei gestori delle centrali elettriche. È un'argomentazione incoerente, essendo quanto proposto nient'altro che una misura di politica economica, oltretutto unicamente a carico dei Comuni e dei Cantoni titolari delle concessioni.

Presidente: Consigliere di Stato Dr. Christian Vitta
Segretario generale: lic. iur. Fadri Ramming

Hinterm Bach 6, Casella postale 539, 7001 Coira
Tel. 081 250 45 61, fax 081 252 98 58
kontakt@gebirgskantone.ch
www.cantonalpini.ch

Idroelettrico redditizio

I Cantoni alpini hanno commissionato alla società BHP - Hanser und Partner AG di Zurigo - uno studio sui ricavi dell'idroelettrico nel periodo 2000 - 2016. Durante questo lasso di tempo, la produzione idroelettrica ha contribuito positivamente al settore elettrico nel suo complesso, a prescindere dai prezzi di mercato già ridotti anche nelle fasi precedenti e dal regime vigente per il canone d'acqua, registrando utili compresi tra 1 e 4 ct./kWh per il mercato svizzero e gli scambi con l'estero. Sebbene negli ultimi anni siano tendenzialmente diminuite, queste cifre non tengono conto di eventuali ulteriori proventi derivanti dalla maggiore valenza ecologica e dalla flessibilità dell'idroelettrico, due elementi che in futuro rivestiranno un'importanza ancora maggiore. Fino all'introduzione del nuovo mercato elettrico, non si prevedono cambiamenti sostanziali a questa situazione reddituale.

Urge un riassetto del mercato dell'energia elettrica

È compito urgente della politica federale procedere rapidamente a un riassetto del mercato dell'energia elettrica completamente distorto. A tale proposito occorre introdurre una veridicità dei costi per tutte le modalità di produzione di energia elettrica e un'internalizzazione dei costi esterni mai incorporati sinora. Fintanto che i Paesi dell'UE tutelano le proprie forme di produzione inquinanti con misure protezionistiche più o meno occulte, occorre valutare - se necessario - anche eventuali interventi a tutela della forza idrica pulita e rinnovabile, almeno finché sul mercato elettrico europeo non si torni a competere ad armi pari. Soltanto allora si potrà discutere di un eventuale nuovo modello di canone per i diritti d'acqua.

Parametri di riferimento obbligatori per il futuro modello di canone

Il fatto che il Consiglio federale presenti un modello flessibile di canone massimo per i diritti d'acqua, nonostante esso non rientri esplicitamente nel contenuto del progetto di revisione, a detta dei Cantoni alpini rappresenta un tentativo di pregiudizio inadeguato. Con lo stesso spirito si sarebbero già potute porre in consultazione delle proposte analoghe per il nuovo modello di mercato dell'energia elettrica. Per principio, i Cantoni alpini rinunciano pertanto ad esprimere un parere in tal senso finché non saranno presentate proposte concrete circa il nuovo assetto del mercato elettrico. Essi si limitano a stabilire i presupposti fondamentali a cui qualunque modello di canone futuro dovrà necessariamente adempiere. Innanzitutto occorre rilevare l'intero valore aggiunto conseguibile con lo sfruttamento della forza idrica, in secondo luogo le società elettriche devono essere tenute alla piena trasparenza di tutti i costi e i ricavi e, da ultimo, il corrispettivo per l'utilizzazione della forza idrica deve rimanere in tutto e per tutto un indennizzo per le risorse. Qualunque proposta atta a sostituire o finanziare il canone per i diritti d'acqua con un supplemento di rete viene pertanto fermamente respinta. L'indennizzo per le risorse, infatti, diventerebbe una tassa e i corrispettivi erogati tramite essa non sarebbero altro che mere sovvenzioni. I Comuni e i Cantoni produttori di energia idroelettrica devono invece essere indennizzati anche in futuro per i diritti d'utilizzazione concessi e non sovvenzionati!

Aiuto provvisorio specifico fattibile a condizioni vincolanti

I Cantoni alpini non sono contrari in assoluto a una regolamentazione che preveda aiuti provvisori specifici per casi di necessità comprovati. Ciò, tuttavia, deve sottostare a condizioni vincolanti e cumulative, nello specifico all'obbligo della piena trasparenza dei dati e del rimborso non appena si ritorni in utile (dilazione). L'eventuale riduzione del canone non dovrà superare i 10 franchi per kW_{lordo}.

Coira/Berna, 28 agosto 2017

Persone di contatto:

Dr. Christian Vitta, presidente della CGCA: 091 / 814 39 14 dfc-dir@ti.ch
Fadri Ramming, segretario generale della CGCA: 081 / 250 45 61 fadri.ramming@gebirgskantone.ch

Frau Bundespräsidentin
Doris Leuthard
Vorsteherin UVEK
Kochergasse 6
3003 Bern



An die
Regierung des Kantons Graubünden
Regierungsgebäude
7001 Chur

Scuol, 28. September 2017 / NC

Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020)

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Frau Regierungsrätin
Sehr geehrte Herren Regierungsräte

Die Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) bedankt sich bei der Bündner Regierung für die Gelegenheit zur Stellungnahme über das oben vermerkte Geschäft und erlaubt sich, dieselbe auch Frau Bundespräsidentin Doris Leuthard zukommen zu lassen.

Die IBK vertritt als Interessengemeinschaft bekanntlich die Interessen der über 50 Bündner Konzessionsgemeinden mit den meisten Wasserzinseinnahmen, namentlich jener, welche in den Korporationen der KHR, der EKW und der KWZ sowie der IG KVR organisiert sind.

Mit der Revisionsvorlage schlägt der Bundesrat vor, das Wasserzinsmaximum in einer Übergangsperiode in den Jahren 2020 bis 2022 von 110 Fr./kW_{br} auf 80 Fr./kW_{br} zu senken. Für die Zeit nach 2022 soll ein flexibles Modell für den Wasserzins eingeführt werden, bestehend aus einem fixen und einem variablen, marktabhängigen Teil. Die genaue Ausgestaltung dieses flexiblen Modells liegt derzeit nicht vor.

Die IBK anerkennt, dass der Bundesrat eine Übergangslösung vorschlägt und eine allfällige neue Ausgestaltung der bestehenden Wasserzinsregelung mit dem zukünftigen Marktdesign verknüpft.

Die IBK lehnt jedoch den vorliegenden Revisionsentwurf und damit die Senkung des Wasserzinsmaximums von 110 auf 80 Fr./kW_{br} zum heutigen Zeitpunkt entschieden ab.

Anträge:

1. Auf eine Senkung der Wasserzinsen ist zu verzichten.
2. Die Neuregelung der Wasserzinsen soll zeitlich und inhaltlich mit der parlamentarischen Erarbeitung des neuen Strommarktmodells koordiniert werden.
3. Die bestehende Wasserzinsregelung ist entsprechend zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.
4. Die Alternativvariante für die Übergangsregelung (Art. 49 Abs. 1 und 1bis, punktuelle Wasserzinsreduktionen nur für klar defizitäre Kraftwerke) wird durch die IBK abgelehnt.
5. Die Wasserzinsbefreiung bei Gewährung von Investitionsbeiträgen (Art. 50a) wird durch die IBK abgelehnt.
6. Der Vorschlag zur Abstimmung im internationalen Verhältnis bei Grenzkraftwerken (Art. 7 und Art. 49 Abs. 1 letzter Satz) wird durch die IBK ebenfalls abgelehnt.
7. Der Vorschlag eines flexiblen Wasserzinses ist fallen zu lassen. Wird er trotzdem eingeführt, hat der fixe Teil mindestens der Höhe der bisherigen 110 Fr./kW_{br} zu entsprechen.
8. Im Rahmen einer neuen Strommarktordnung ist die hohe Systemdienlichkeit und Werthaltigkeit der Speicherkraftwerke angemessen mitzuberücksichtigen und zu entschädigen, sodass die entsprechenden Anlagen eine solide Finanzierung erhalten, die den Weiterbetrieb garantiert und bestehende Verpflichtungen nicht in Frage stellt.

Begründung:

1. ENTSTEHUNG DER LIMITIERUNG DER WASSERZINSEN IM JAHRE 1916

Kaum schien es gegen Ende des 19. Jahrhunderts technisch möglich, elektrische Energie über grosse Distanzen zu transportieren, erscholl aus dem Schweizer Flachland der Ruf nach eidgenössischer Inbesitznahme der Wasserläufe. So schrieb die "Frei-Land-Gesellschaft", deren Exponenten aus dem Basler Freisinn stammten, im April 1891 an den Bundesrat:

"Wenn es wahr wird, dass die nie versiegende gewaltige Kraft unserer Alpenströme durch Turbinen gefesselt, mittels Dynamo-Maschinen in Elektrizität umgewandelt und fortgeleitet und an einem entfernten Ort zum Betrieb von Fabriken, ja selbst von Lokomotiven verwendet werden kann, wenn es thatsächlich möglich ist, z. B. die Wasserkräfte der Reuss von Andermatt bis Flüelen in die industriereichen Städte der schweizerischen Hochebene, nach Zürich und Basel, zu leiten und daselbst technisch zu verwerthen, dann gehört ja unser Land plötzlich zu den reichsten der Erde."

Postuliert wurde deshalb eine bundesstaatliche Monopolisierung sämtlicher Wasserkräfte, von der man sich einen *"unübersehbaren Zuwachs unseres Nationalreichthums"* versprach. Basel-Stadt, wo die Monopolisierungsidee aufkam, konnte laut einer detaillierten Schätzung 4'671 Pferdestärken an die eidgenössische Gesamtbilanz beisteuern, Graubünden aber 26 Mal mehr, nämlich deren 125'138. Geringer war jedoch schon damals die politische "Pferdekraft" der Gebirgskantone, so dass die bisher kleinräumig strukturierten Wasserrechte in erheblichem Mass in die industriereichen Städte des schweizerischen Mittellandes transferiert wurden. Die kantonale Gewässerhoheit wurde im Gesetz von 1916 zwar weiterhin anerkannt, aber zugleich eigentumsrechtlich massiv beschnitten, indem im Art. 49 festgelegt wurde, der

jährliche Wasserzins dürfe sechs Franken für die Bruttoperdekraft nicht übersteigen. In der fraglichen Parlamentsdebatte hatten Berggebietsvertreter die bundesstaatliche Limitierung des Wasserzinses gar als "Subventionierung der Flachlandschweiz" bezeichnet. Sie wurden aber skrupellos überstimmt, u.a. mit dem Hinweis, es gelte hier "gute Eidgenossen zu sein" (Wullschleger/Basel). Die Debatte umfasste einige hundert Wortmeldungen von teilweise epischer Länge (NZZ 21.9.2015). Dies zeigt, wie umstritten die Vorlage war.

Die Vertreter der Flachlandschweiz forderten im Zusammenhang mit der Einführung der Wasserzinslimitierung nicht etwa marktgerechte sondern "billige" Elektrizität. Obschon verschiedene Berggebietsvertreter deshalb von einer Subventionierung der Flachlandschweiz sprachen, wandelte sich diese Interpretation im Laufe der Jahrzehnte nun zum Gegenteil. Die in den 80er Jahren gegründete Regierungskonferenz der Gebirgskantone wurde bald einmal als "Alpen-Opec" bezeichnet. Wenn in der Öffentlichkeit von "Subventionen" die Rede war, dachten und denken nun viele reflexartig an das Berggebiet und an Entwicklungshilfe. Das ging so weit, dass selbst seriöse Studien zum Subventionskomplex die Wasserzinse diskussionslos als Transferleistung vom Unterland an das Berggebiet einstufen, wofür dieses bitte dankbar sein sollte (Helen Simmen, Zürich 2005, Die Alpen und der Rest der Schweiz: Wer zahlt – wer profitiert). Selbst die renommierte NZZ geht heute davon aus, es handle sich beim Wasserrechtsgesetz um ein Subventionsgesetz für das Berggebiet und vergisst den kolonialistischen Geist der Entstehungszeit (Redaktor Helmut Stalder in der NZZ vom 20.4.2017).

Es wäre staatspolitisch höchst bedenklich, wenn heute, 100 Jahre später, das Bundesparlament den kolonialistischen Geist von 1916 mit einer völlig unbegründeten Senkung der Wasserzinsen wieder aufleben lassen würde.

2. DIE DEM BUNDESRÄTLICHEN VORSCHLAG ZUGRUNDE GELEGTEN ZAHLEN EINER "DEFIZITÄREN" WASSERKRAFT HABEN SICH ALS UNHALTBAR ERWIESEN UND ZUDEM HABEN SICH DIE INTERNATIONALEN STROMMARKTPREISE INNERT JAHRESFRIST MARKANT ERHÖHT

Vor dem dargelegten geschichtlichen Hintergrund ist es völlig deplatziert, wenn heute oft der Anschein erweckt wird, als handle es sich bei den Wasserzinsen um Almosen für das Berggebiet. Unverständlich ist dies vor allem auch angesichts der Tatsache, dass der Reingewinn der Strombranche gemäss Bundesstatistik allein in den Jahren 2000 bis 2013 noch ganze 26 Milliarden Franken betrug. Und zu guter Letzt auch unverständlich, wenn man weiss, dass die Gebirgskantone gerade in dieser Phase der horrenden Gewinne 13 Jahre lang warten mussten, bis die Wasserzinsen aus dem Jahre 1997 endlich per 2011 angepasst wurden. Hätten die Bergkantone in den letzten 100 Jahren jeweils Marktpreise verrechnen können, wäre ein beträchtlicher Teil der Milliarden aus Wasserkraft im Berggebiet geblieben. Stattdessen blieben sogar die Ertragssteuern 100 Jahre lang grösstenteils bei den Eigentümerkantonen im Flachland.

Es wäre deshalb mehr als nur bedenklich, wenn die Gebirgskantone und vor allem die Wasserzinsgemeinden als schwächstes Glied in der Kette, hundert Jahre nach 1916 nun ein weiteres Mal als Opfer hinhalten müssten. Dies, zumal es in der heutigen Krisenzeit für verschiedene Bergregionen um das nackte wirtschaftliche Überleben geht. Es kommt hinzu, dass sich die Strompreise in den letzten 12 Monaten um über 20 % erholt haben und die Stromverkäufer zusätzlich vom massiv erstarkten Euro profitieren können. Grob gerechnet, kann davon ausgegangen werden, dass der in der Schweiz produzierte Strom heute 0.9 Rp/kWh oder insgesamt ca. 500 Millionen Franken mehr wert ist als noch vor einem Jahr:

Erhöhung Strompreis 2016-2017, Grobkalkulation	
Preis pro Kilowattstunde 2016 in Cents	2.82
Wechselkurs	1.07
Preis pro Kilowattstunde in Rappen	3.0174
Preis pro Kilowattstunde Juli 2017 in Cents	3.43
Wechselkurs	1.15
Preis in Rappen	3.9445
Preiserhöhung in Rappen	0.9271

Dazu kommen die 120 Millionen Franken Subventionen aufgrund der angenommenen Energiestrategie 2050.

Von besonderer Bedeutung ist in diesem Zusammenhang der Bericht der ElCom vom 26. Juni 2017 an die UREK-N. Die ElCom kommt darin grundsätzlich zum gleichen Schluss wie die bisher bekannten Gutachten Enerprice sowie Hanser und Partner, nämlich dass die Wasserkraft immer noch gewinnbringend ist. Sie schreibt ausdrücklich, die bereits mit dem neuen EnG beschlossene Marktprämie reiche daher als Stützungsbeitrag für die Wasserkraft aus. Aus ökonomischer Sicht sei eine weitere zusätzliche Förderung bzw. Stützung der Schweizer Wasserkraft nicht zu begründen (ElCom-Bericht vom 26. Juni 2017, Pt. 3.1, S. 11).

Für eine Flexibilisierung und Senkung der Wasserzinsen besteht unter diesen Umständen noch weit weniger Grund als zum Zeitpunkt der Erarbeitung der bundesrätlichen Vorlage. Die in der Vorlage angenommenen Zahlen sind heute nachweisbar überholt und zwar erheblich. Bevor die Höhe der Wasserzinsen in Frage gestellt wird, ist von den Stromkonzernen zudem und endlich diesbezügliche Transparenz zu fordern.

3. DIE OPFERSYMMETRIE FORDERT VOR ALLEM DIE EIGENTÜMERKANTONE

Sollte trotzdem noch Handlungsbedarf angenommen werden, müssten im Sinne der Opfersymmetrie die Eigentümerkantone ihre Verantwortung als Erste wahrnehmen. Sie sind es schliesslich auch, die jahrelang kräftig von den Milliarden Einnahmen der Stromkonzerne profitiert haben. Sie müssen, falls notwendig, ihre Unternehmen sanieren, überbewertete Wasserkraftwerke abschreiben und notfalls Kapital einschiessen. Zu diesem Schluss kommt auch die ElCom in ihrem obgenannten Bericht vom 26. Juni 2017 an die UREK-N.

4. AUSWIRKUNGEN DER GEPLANTEN WASSERZINSREDUKTION

Die Wasserzinsen machen aktuell rund 550 Mio. Fr. pro Jahr aus. Am meisten profitieren davon die Kantone Wallis (164 Mio. Fr.), Graubünden (124 Mio. Fr.), Tessin (55 Mio. Fr.), Aargau (49.6 Mio. Fr.) und Bern (45.5 Mio. Fr.). Durch die Reduktion des Wasserzinsmaximums auf 80 Fr./kW_{br} würden die Kantone rund 150 Mio. Fr. verlieren. Je nach Kanton ist die Gewässerhoheit unterschiedlich geregelt. So erhalten z.B. in den Kantonen Wallis und Graubünden auch die Gemeinden einen Anteil am Wasserzins, im Kanton Bern jedoch nicht. Damit sind neben den Kantonen auch die Gemeinden in einem unterschiedlichen Ausmass von der Reduktion der Wasserzinsen betroffen. Bei den Standortgemeinden handelt es sich sehr oft um strukturschwache Gemeinden. Diese könnten ohne die Wasserzinseinnahmen in bisheriger Höhe ihr Leistungsniveau zu Gunsten der Bevölkerung nicht aufrechterhalten. Die Gemeinden würden für die Bevölkerung und Wirtschaft weniger attraktiv, Abwanderungstendenzen würden verstärkt oder müssten mit zusätzlichen Mitteln aus dem kantonalen Finanzausgleich oder anderen Unterstützungsmassnahmen kompensiert werden. Die vom Bundesrat vorgeschlagene Senkung der Wasserzinsen hätte somit erhebliche

negative Auswirkungen auf die Berggebiete und läuft somit den Zielen der föderalen Autonomie der Gebietskörperschaften, der Regionalpolitik und der dezentralen Besiedlung zuwider.

In Graubünden werden die Wasserzinsen zwischen Kanton und Gemeinden hälftig geteilt. Die belliegende Tabelle "Verhältnis Wasserzins- zu Steuereinnahmen" zeigt, dass bei 15 Gemeinden die jährlichen Wasserzinseinnahmen sogar höher sind als die Einnahmen aus ordentlichen Steuern. Würden die Wasserzinsen gemäss Vorschlag des Bundesrates auch "nur" um 27 % gesenkt, wäre dies für diese Gemeinden gleichbedeutend, wie wenn die Steuereinnahmen von einem Tag auf den anderen um 14 % gesenkt oder ein Siebtel der Steuerpflichtigen die Gemeinde verlassen würden.

5. ENERGIEPOLITIK IN DER SCHWEIZ IM UMBRUCH

Die Energiewende soll in der Schweiz in zwei Etappen vollzogen werden. Die erste Etappe wurde vom Stimmvolk am 21. Mai 2017 nach intensiven Diskussionen im Parlament mit der Abstimmung über das Energiegesetz gutgeheissen. Die Stimmbevölkerung in den Berggebieten hat dieser ersten Etappe ausnahmslos zugestimmt. Verschiedene Massnahmen dieser ersten Etappe sind als kurzfristige Massnahmen konzipiert. So insbesondere die Unterstützungsmassnahmen für die Wasserkraft in Form der Marktprämie und der Investitionsprämie. Der ersten Etappe muss deshalb eine zweite Etappe folgen.

Als zweite Etappe der Energiewende war ursprünglich vom Bundesrat die Einführung eines Klima- und Energielenkungssystems KELS geplant. Bereits in der Vernehmlassung zeichnete sich ab, dass dieses KELS politisch keine Chance hat. Das eidgenössische Parlament hat dies mit dem äusserst deutlichen Nichteintretensbeschluss auf die Vorlage bestätigt. Das Parlament ist sich aber offensichtlich auch bewusst, dass eine zweite Etappe folgen muss. Die Arbeiten für ein neues Strommarktdesign wurden deshalb bereits aufgenommen. Im Moment ist völlig unklar, in welche Richtung sich dieses neue Strommarktdesign entwickeln wird. Das neue Marktdesign ist aber ohne Zweifel entscheidend für die zukünftige Preisgestaltung auf dem Strommarkt und hat damit auch Einfluss auf die Diskussion rund um die Wasserzinsen. Dabei werden auch Fragen der Strommarktöffnung in der Schweiz und der Zusammenarbeit mit der Europäischen Union einen entscheidenden Einfluss haben. Eine vollständige Strommarktöffnung würde es vielen Verteilnetzbetreibern verunmöglichen, für ihre Wasserkraftwerke kostendeckende Tarife bei den heute gebundenen Kunden in der Grundversorgung zu realisieren. Die IBK ist deshalb klar der Auffassung, dass die Frage des Wasserzinses erst aufgeworfen werden kann, wenn Klarheit über das neue Strommarktdesign besteht. Damit ist auch gesagt, dass die vom Bundesrat vorgeschlagene Übergangsfrist bis 2022 wohl unrealistisch ist. Es wird angesichts der Komplexität der Fragestellungen und der divergierenden Meinungen über die Ausgestaltung des zukünftigen Strommarktdesigns kaum gelingen, bis 2022 ein neues Strommarktdesign in Kraft zu setzen. Deshalb beantragen wir, die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern und zwar solange, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

6. UNGLEICHE SPIESSE IM VERGLEICH ZUM BENACHBARTEN AUSLAND

Die aktuell schwierige Marktlage für den Absatz von Strom aus Schweizer Produktion ist wesentlich mitversursacht durch die Förderpolitik insbesondere in Deutschland, Frankreich und Italien. Diese gewähren den Produzenten von erneuerbaren Energien mittels Ausschreibungen feste Vergütungen – ein Privileg, das die Schweizer Wasserkraftwerke heute nicht geniessen. Deutschland überschwemmt derzeit den Strommarkt mit Strom aus neuen erneuerbaren Energieträgern wie Wind und Sonne sowie aus Kohle. Die meisten dieser Kraftwerke realisieren einen Teil ihrer Kostendeckung aus Netzegebühren in Form von garantierten Preisen oder durch die Teilnahme an Kapazitätsmärkten, welche die Rolle dieser Werke als "Strategische Reserve" abgelten. Erschwerend kommt dazu, dass die Preise für CO₂-Zertifikate nicht den wahren Gegebenheiten entsprechen.

Es ist u.a. diese Förderpolitik im benachbarten Ausland, welche derzeit den Strompreis massiv drückt und nicht die Höhe des Wasserzinses, die den Kraftwerken Probleme bereitet. Mit Gestehungskosten von durchschnittlich unter 5 Rp/kWh ist die Wasserkraft nämlich nach wie vor wettbewerbsfähig im Vergleich zu den genannten Kraftwerktypen im Ausland. Es wäre deshalb mehr als nur stossend, die Zeche für die politischen Interventionen in den Strommarkt durch die Berggebiete und deren Bevölkerung tragen zu lassen.

7. WASSERZINS IST ABGELTUNG FÜR RESSOURCENNUTZUNG

Das Wasser ist eine der wenigen natürlichen Ressourcen der Schweiz. Die aktuelle Bundespolitik, namentlich die neue Regionalpolitik, fordert von den Berggebieten, dass sie unternehmerisch tätig sind und ihre Potenziale bestmöglich nutzen. In dieser Beziehung ist die Wasserkraft eines der wichtigsten Potenziale. Der Wasserzins stellt eine Abgeltung für die Ressourcennutzung, in diesem Fall des Wassers, dar. Der Wasserzins stellt auch eine Art Entschädigung für den Verzicht auf andere Nutzungen des entsprechenden Raumes dar, wie z .B. Landwirtschaft und Tourismus. Der Wasserzins ist in diesem Sinne kein Marktpreis, der allein von Angebot und Nachfrage gesteuert wird, sondern, wie ausgeführt, ein politisch festgelegtes Entgelt für eine Ressourcennutzung. Eine veränderte Marktsituation darf deshalb auch nicht als Rechtfertigung für eine Senkung des Wasserzinses herbeigezogen werden. Mit dem Wasserzins nimmt die Schweiz im internationalen Kontext übrigens eine Vorreiterrolle ein. Österreich kennt z. B. im Gegensatz zur Schweiz keinen Wasserzins. Dabei fordert zum Beispiel auch die Alpenkonvention als alpenweites Vertragswerk, dass die Mitgliedstaaten eine angemessene Entschädigung für die Ressourcennutzung vorsehen (Art. 7 des Energieprotokolls und Art. 11 des Protokolls Raumplanung und Nachhaltige Entwicklung).

Der Wasserzins als Abgeltung der Ressourcennutzung kommt direkt und voll den Standortkantonen und -gemeinden zu. Dies im Unterschied zu den Steuererträgen aus der Wasserkraftnutzung. Diese sind abhängig von den Besitzverhältnissen. Die Besitzverhältnisse sind aus Sicht der Berggebiete oftmals nachteilig. So befinden sich z. B. nur gerade 17 % der Wasserkraft des Kantons Graubünden im Besitz des Kantons und der Bündner Gemeinden. Das heisst, dass 83 % der Erträge ausserhalb des Kantons anfallen. Den Standortkantonen als Ressourcenlieferanten entgehen somit substantielle Erträge aus dem Markterlös der Wasserkraft. Die Bergkantone kämpfen seit Jahrzehnten und auf verschiedenen Ebenen für eine faire "Partnerwerkbesteuerung", damit wenigstens ein Teil der Ertragssteuern am Produktionsstandort und damit im Berggebiet verbleibt. Die Eigentümerkantone wussten eine solche faire Besteuerung bis heute zu verhindern. Auch unter diesem Aspekt wäre eine Senkung der seit 100 Jahren ohnehin schon limitierten Wasserzinsen staatspolitisch unverständlich.

8. PRODUKTIONSEINBUSSEN NICHT NUR WEGEN DER MARKTSITUATION

Die Strombranche beklagt seit einigen Jahren systematisch die angeblich hohe Last durch die Wasserzinsen. Dabei verschweigt sie, dass die Wasserzinsen nur einen kleinen Teil der Lasten ausmachen. Beim aktuellen Wasserzinsmaximum von 110 Fr./kW_{br} macht der Wasserzins ca. 1.6 Rp./ kWh aus. Der Wasserzins hat dabei durchaus seine Berechtigung und zwar unabhängig von der jeweiligen Marktsituation, wie schon weiter oben ausgeführt. Bei der Beurteilung der Lage der Wasserkraftproduzenten muss berücksichtigt werden, dass deren Handlungsspielraum und Marktpotenzial auch durch andere Bestimmungen in den letzten Jahren erheblich eingeschränkt wurden. So führen u.a. die neuen Restwasserbestimmungen aus dem Jahr 1992 zu einer Produktionseinbusse von rund 140 Millionen Franken. Die Umweltauflagen für Renaturierungsprojekte sowie die unendlich sich hinziehenden Bewilligungsverfahren wie beispielsweise für den Ausbau der KWO im Grimselgebiet und für den Ausbau von Übertragungsnetzen führen ebenfalls zu erheblichen Kostensteigerungen. Es ist daher falsch, wenn nun der Wasserzins in Frage gestellt wird und damit die aktuelle

Lage der Wasserwirtschaft einzig von den konzедierenden Kantonen und Gemeinden bewältigt werden müsste.

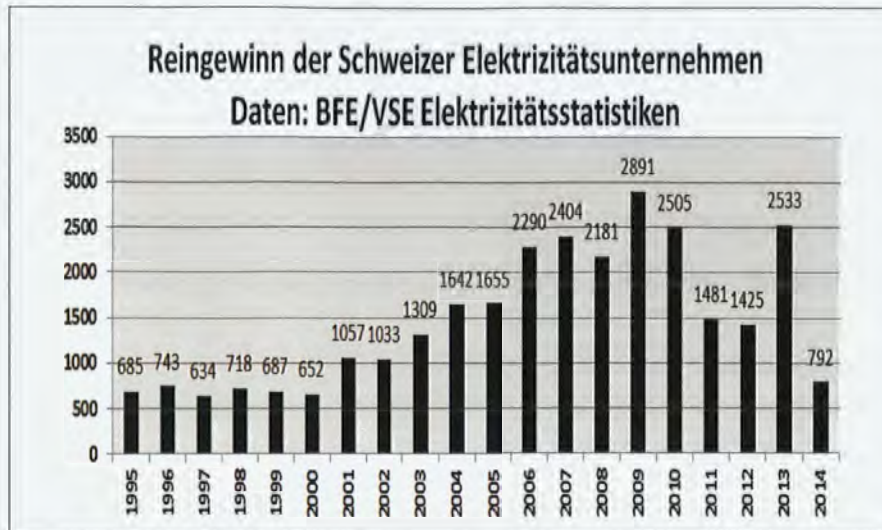
9. VERFÄLSCHTE DARSTELLUNG DER ERTRAGSLAGE

Die aktuellen Gestehungskosten für die Wasserkraft liegen gemäss dem Gutachten von BHP - Hanser und Partner AG bei rund 5 Rp./kWh. Davon machen die Finanzkosten, Abschreibungen und Steuern mit rund 2 Rp./kWh den grössten Teil aus. Der Wasserzins liegt mit 1.6 Rp./kWh darunter ebenso wie die Betriebskosten mit rund 1 Rp./kWh. Von den Stromkonzernen werden bei der aktuellen Diskussion um den Wasserzins immer nur diese Gestehungskosten als Argument ins Feld geführt. Dabei wird verschwiegen, dass der Strom an die Endkunden und im Export nach Italien zu einem wesentlich höheren Preis verkauft wird und somit die Konzerne immer noch eine erhebliche Gewinnmarge aufweisen. Der Strom konnte während den letzten 15 Jahren immer gewinnbringend verkauft werden. Die Reingewinnmarge des gesamten verkauften Stroms aus Wasserkraft lag auch im Jahr 2015 noch bei durchschnittlich 2 Rp./kWh. Auch im Vergleich zu anderen Technologien ist die Wasserkraft absolut konkurrenzfähig, so liegen die Gestehungskosten von Strom aus den KKW Beznau oder Mühleberg bei 8 – 8.5 Rp./kWh (wenn beide Blöcke in Beznau in Betrieb wären, ansonsten liegen sie noch höher) und damit doppelt so hoch wie die Gestehungskosten aus Wasserkraft. Zu beachten ist ferner, dass etwa die Hälfte bis zwei Drittel des Stromes aus Wasserkraft an Endkonsumenten in der Grundversorgung geliefert werden. Hier bestehen keine Rentabilitätsprobleme, da hier ohnehin nicht die tiefen Marktpreise spielen, die von den Stromkonzernen als Begründung für die Senkung des Wasserzinses angeführt werden. Aus den dargelegten Marktverhältnissen geht klar hervor, dass eine Senkung der Wasserzinsen auf der Grundlage der aktuellen Marktlage nicht gerechtfertigt ist und zur Hälfte ohnehin an die gebundenen Kunden weitergegeben werden müsste, also gemäss geltendem Recht gar nicht von den Stromkonzernen einbehalten werden dürfte. Die Ursachen für allfällige Defizite der grossen Stromkonzerne sind nicht beim Wasserzins zu suchen, der als fixe Grösse langfristig voraus in die Konzernrechnungen eingeplant werden könnte, sondern bei politischen und unternehmerischen Fehlentscheidungen, u.a. bei Fehlinvestitionen in andere Technologien, so z.B. in Kohlekraftwerke im Ausland und teure Nachrüstungen in Kernkraftwerke in der Schweiz, die heute aus technischen Gründen nicht betrieben werden können.

10. HOHE GEWINNE UND RESERVEN DER STROMKONZERNE

Die in der Elektrizitätsstatistik erfassten Unternehmen erzielten zwischen 1995 und 2014 gemäss Bundesstatistik einen Gesamtgewinn von 29.3 Mrd. Fr. Dies entspricht einem jährlichen Durchschnitt von 1.465 Mrd. Fr. Die Reserven der Unternehmen sind per Ende 2014 auf 22.5 Mrd. Fr. angestiegen. Angesichts dieser Zahlen muss die Frage gestellt werden, wo denn eigentlich das Problem liegt. Die Konzerne müssten eigentlich die derzeitige vorübergehende Baisse bei den Strompreisen aus eigenen Mitteln kompensieren können. Sicher ist es jedoch falsch, den Bergkantonen und -gemeinden nun quasi die Schuld zuzuweisen und ihnen eine Reduktion des Wasserzinses zuzumuten, ohne dass die Stromkonzerne selber sich im Sinne der Opfersymmetrie auch mit eigenem Kapital an der Entschuldung teurer Anlagen beteiligen würden. An dieser Stelle muss nochmals in Erinnerung gerufen werden, dass die grossen Stromkonzerne wie Alpiq und Axpo ihren Hauptsitz im Mittelland haben und die Besteuerung der Unternehmensgewinne in erster Linie dort erfolgt. Falls die grossen Stromkonzerne wirklich in eine finanzielle Schieflage geraten, dann sind sie vermutlich "too big to fail" und es wäre zu erwarten, dass auch die Standortkantone sich an Massnahmen zur Stabilisierung ihrer Konzerne beteiligen. Zudem müsste auch erwartet werden, dass die Stromkonzerne ihre Dividendenausschüttung zurückfahren. Im Jahr 2015 wurden immerhin noch 500 Mio. Fr. an Dividenden ausbezahlt. Die plakative Frage stellt sich: wird Druck auf die Wasserzinsen gemacht (welche den Berggebieten zu Gute kommen), damit die Standortkantone (im Mittelland) weiterhin hohe Dividenden einkassieren können?

Die ElCom betont in ihrem obgenannten Bericht vom 26. Juni 2017 ebenfalls, den meisten Unternehmen der Branche gehe es gut. Dies würden auch die in der Elektrizitätsstatistik ausgewiesenen Reserven zeigen, die insgesamt rund 22.5 Milliarden Franken betragen.



Wasserrechtskonzessionen werden meistens für die Dauer von mindestens 80 Jahren vergeben. Ökonomisch gute Jahre wechseln mit weniger guten oder gar defizitären Jahren ab. Die Konzessionäre haben wegen der langen Konzessionsdauer genügend Zeit, um sich entsprechend einzustellen und entsprechende Reserven zu äufnen. Es ist nicht das erste Mal, dass die Stromkonzerne in einer kurzfristig schlechteren wirtschaftlichen Phase versuchen, die ohnehin schon gesetzlich limitierten Wasserzinsen noch weiter zu senken. In den Neunziger Jahren lief dieser Versuch unter dem Begriff der nicht amortisierbaren Investitionen (NAI). Die Politik tut gut daran, sich bei derart langfristigen Vertragsverhältnissen nicht einzumischen, sondern den Markt spielen zu lassen.

11. KÜNFTIGE BEDEUTUNG DER WASSERKRAFT

Die Wasserkraft scheint derzeit in der Schweiz mit marktbedingten Problemen zu kämpfen. Dabei gilt zu beachten, dass der Markt wesentlich durch externe Faktoren verzerrt ist. Die IBK ist der Meinung, dass die Wasserkraft derzeit gezielt und bewusst schlecht geredet wird, um einen politischen Druck auf den Wasserzins auszuüben. Betrachtet man jedoch die absehbare zukünftige Entwicklung im Energiesektor, so zeigt sich ein völlig anderes Bild. Die Schweizer Bevölkerung hat entschieden, aus der Kernkraft auszusteigen. Das bedeutet, dass 40 % der Stromproduktion ersetzt oder eingespart werden müssen. Die einzige erneuerbare und einheimische Energiequelle, die substantiell zu dieser Energiewende beitragen kann, ist die Wasserkraft, die bereits heute rund 56 % der Stromproduktion abdeckt. Im Interesse der Landesversorgung muss deshalb die Wasserkraft sogar weiter ausgebaut werden. Das Stimmvolk hat dieser Absicht mit seinem Ja zur ersten Etappe der Energiepolitik am 21. Mai 2017 zugestimmt. Es hat sich dabei einverstanden erklärt, die Wasserkraft vorübergehend mit einer Marktprämie und Investitionsbeiträgen zu unterstützen. Bei der Interessensabwägung sind zudem künftig die Interessen der Energieversorgung als von gleichwertigem nationalem Interesse einzustufen wie z. B. der Natur- und Landschaftsschutz. Dies ist ebenfalls ein wichtiges Signal, damit Kraftwerke ausgebaut, erneuert und allenfalls auch neue gebaut werden können. Die gesellschaftliche und wirtschaftliche Entwicklung geht im Trend eindeutig in Richtung vermehrten Stromkonsums. Die Digitalisierung von Wirtschaft und Gesellschaft erfordert eine ausreichende und stabile Stromversorgung. Mit der geplanten Umstellung des motorisierten Individualverkehrs auf Elektroantrieb wird

der Bedarf nach Strom in ganz Europa massiv steigen. Die schweizerische Wasserkraft wird hier ein Trumpffaktor sein.

12. ALTERNATIVVARIANTE FÜR DIE ÜBERGANGSREGELUNG (Art. 49 Abs. 1 und 1^{bis})

Der Erläuternde Bericht zur Teilrevision enthält für die Übergangsregelung einen Alternativvorschlag. Gemäss diesem Alternativvorschlag soll es nur punktuelle Wasserzinsreduktionen für klar defizitäre Kraftwerke geben, wobei als Voraussetzung die Marktprämienberechtigung für Grosswasserkraftwerke gemäss Artikel 30 nEnG herangezogen werden soll.

Alle zwischenzeitlich bekannten Studien sind zum Schluss gekommen, dass die Wasserkraft immer noch gewinnbringend ist. Selbst die ECom kommt in ihrer Analyse vom 26. Juni 2017 zuhanden der UREK des Nationalrates zum Schluss, dass allfällige Unterdeckungen ohne weiteres von den Gesellschaften selber getragen werden können und auch sollen. Gerade Alpiq und Axpo sollen gemäss ECom nach wie vor über eine "solide Liquiditätsbasis" verfügen, um ihren laufenden Verpflichtungen nachkommen zu können. Zudem hätten die beiden Unternehmungen ein Bonitätsrating, das ihnen den Zugang zum Kapitalmarkt als Finanzierungsquelle sicherstelle. Zu guter Letzt weist die ECom zurecht auch darauf hin, dass schliesslich auch die Aktionäre der beiden Konzerne, zu denen viele Kantone und Gemeinden gehören, finanziell durchaus in der Lage seien, die negativen Ergebnisse von Alpiq beziehungsweise Axpo auszugleichen. Die ECom kommt daher zum Schluss, die bereits mit dem neuen EnG beschlossene Marktprämie reiche als Stützungsbeitrag für die Wasserkraft aus. Aus ökonomischer Sicht sei eine weitere zusätzliche Förderung bzw. Stützung der Schweizer Wasserkraft nicht zu begründen (ECom-Bericht vom 26. Juni 2017, Pt. 3.1, S. 11).

Aus diesen Gründen besteht nach Ansicht der IBK auch für punktuelle Wasserzinsreduktionen absolut kein Grund.

Zudem hat der Grosse Rat des Kantons Graubünden am 31. August 2017 den Auftrag Kollegger mit 100 : 0 Stimmen überwiesen, welcher die Regierung verpflichtet, sich nach Kräften dafür einzusetzen, dass die Wasserzinsen mindestens auf heutigem Niveau gehalten werden. Ausnahmen sind im Auftrag keine vorgesehen.

13. WASSERZINSBEFREIUNG BEI GEWÄHRUNG VON INVESTITIONSBEITRÄGEN (Art. 50a)

Dieser Teil der vorgeschlagenen WRG-Teilrevision geht auf die Motion der UREK-S vom 26. August 2014 zurück (14.3668). Der Vorschlag zur kompletten Wasserzinsbefreiung im Falle einer Gewährung von Investitionsbeiträgen gemäss EnG gründet auf dem Gedanken, dass die verleihenden Gemeinwesen keinen Wasserzins erhalten sollen, wenn das Kraftwerk nur dank Investitionshilfen aus dem entsprechenden Netzzuschlag realisiert werden kann. Die IBK lehnt diesen Vorschlag ab. In Graubünden steht die Wasserhoheit den Gemeinden zu und diese erteilen die wasserrechtlichen Konzessionen. Bei einem bundesrechtlich vorgeschriebenen Wasserzinsverzicht während der Baufrist und während 10 Jahren ab Inbetriebnahme des Werkes würde kaum eine Gemeinde einer Konzession oder einer Konzessionserweiterung zustimmen. Eine Staffelung des Wasserzinses ist bereits unter der heutigen Gesetzgebung möglich und soll daher auch weiterhin Verhandlungssache der Parteien sein.

Zudem sei auch an dieser Stelle an den vom Grossen Rat einstimmig überwiesenen Auftrag Kollegger erinnert.

14. GRENZKRAFTWERKE - ABSTIMMUNG IM INTERNATIONALEN VERHÄLTNIS (Art. 7 und Art. 49 Abs. 1)

Gemäss den Ausführungen im EB bewirkt dieser Vorschlag keine materielle Änderung zum geltenden Recht (Ziff. 1.2 am Schluss). Damit mangelt es der vorgeschlagenen Anpassung schon an der fundamentalen Voraussetzung für eine Gesetzesrevision. Es ist auch nicht ersichtlich, wo denn deren Nutzen sein soll. Solange ein solcher Nutzen nicht belegt ist, lehnt die IBK die entsprechende Revision ab. In den Vernehmlassungsunterlagen wird betont, die vorgesehene Teilrevision habe keinerlei materielle Änderung zum geltenden Recht zur Folge, namentlich mit Bezug auf die betroffenen Kantone. An dieser Aussage ist der Bund in jedem Falle zu behaften.

15. ZUM BUNDESRECHTLICHEN MODELL EINES FLEXIBLEN WASSERZINSES

Der Bundesrat stellt in den Vernehmlassungsunterlagen auch das Modell eines flexiblen Wasserzinses bestehend aus einem fixen und einem variablen, marktabhängigen Teil zur Diskussion. Obwohl nur "Erkenntnisse zur Akzeptanz" gewonnen werden sollen, ist dieses Vorgehen des Bundesrates doch einigermaßen erstaunlich. Immerhin hat es nämlich der Ständerat am 3.12.2015 abgelehnt, gewisse Massnahmen zur Flexibilisierung der Wasserzinsen in den Vordergrund zu stellen und hat den entsprechenden Satz in der Motion sogar gestrichen, um "ergebnisoffen" arbeiten zu können, wie es in der Debatte hiess. Nachdem der Nationalrat dieses Vorgehen am 2.3.2016 diskussionslos bestätigte, wirkt es befremdend, wenn der Bundesrat nun trotzdem dieses Modell zur Diskussion stellt und zwar als einziges. Befremdend umso mehr, als es sich ja um eine Forderung der Stromkonzerne handelt, die sie alle paar Jahre wieder vorbringen. Das Modell würde, nach 1916 (siehe erster Absatz zur Historie), eine noch stärkere Bevormundung und ein noch massiverer Eingriff in die Eigentumsrechte der Bergkantone bedeuten.

Für die IBK kommt dieses Modell aber auch rein thematisch zu früh. Bevor über eine allfällige Neuregelung der Wasserzinsen gesprochen wird, muss zunächst das zukünftige Strommarktdesign bekannt sein. Zudem müssten dann die genauen Eckwerte des Modells definiert werden. Selbst dann käme aber das Modell fix/flexibel nach Meinung der IBK nur in Frage, wenn der fixe Teil mindestens der Höhe der bisherigen 110 Fr./kW_{br} entsprechen würde.

16. VORSCHLÄGE DER IBK IM HINBLICK AUF EIN NEUES STROMMARKTMODELL

Da das Modell eines flexiblen Wasserzinses nun zur Diskussion gestellt wird, erlauben wir uns im Hinblick auf ein neues Strommarktmodell und zur Unterstreichung der Bedeutung der Wasserkraft noch die nachfolgenden Bemerkungen und Vorschläge:

Die Wasserkraft ist die Wirbelsäule der Versorgungssicherheit in der Schweiz. Im europäischen Verbund nimmt der Anteil der fluktuierenden erneuerbaren Energien zu. Dies wird die Reservehaltung und das Leistungsmanagement in Zukunft stärker strapazieren als bisher. Dank den bestehenden Speicherkraftwerken ist es möglich, Versorgungsengpässe zu vermeiden und Stromimporte dann zu tätigen, wenn die Preise besonders tief sind und die Speicherbecken in dieser Zeit zu schonen. Die Schweiz importiert heute viel Strom zu sehr tiefen und manchmal sogar negativen Preisen und verkauft diesen Strom, häufig zeitverschoben und zu höheren Preisen, ans benachbarte Ausland. Ihre Rolle als Stromdreh Scheibe Europas nützt allen Beteiligten und war stets gewinnbringend. Die Grossverbraucher in der Schweiz mit Marktzugang konnten in den letzten Jahren ihre Stromkosten signifikant senken, oftmals mehr als halbieren.

Dies war ohne Gefährdung der Versorgungssicherheit nur möglich, weil die Speicherseen in den Alpen jederzeit eine hohe Leistung (kW) und grosse Energiereserven (kWh) vorhielten, um bei schwachem Wind oder

fehlender Sonne mit ebenfalls kostengünstiger Eigenproduktion einzuspringen. Allerdings werden die Inhaber und Betreiber der Speicherseen heute für diese Reservehaltung nicht angemessen entschädigt. Gäbe es sie aber nicht, müsste man eine ebenbürtige Lösung neu beschaffen und teuer einkaufen.

Die Schweiz kann die Versorgungssicherheit nicht einfach an die Nachbarländer delegieren. Die Nutzung von Stromimporten ist preislich zweifellos interessant und steht ausser Diskussion. Aber der für alle Beteiligten höchst lukrative Stromhandel muss über die nötigen Sicherheitspolster verfügen. Die Lücken in der heutigen Regulierung haben in jüngster Zeit wiederholt zu Alarmmeldungen des Übertragungsnetzbetreibers Swissgrid geführt. Es lässt sich nicht länger verbergen, dass die Versorgungssicherheit der Schweiz, insbesondere die Reservehaltung von Energie, ungenügend geregelt ist.

Bei dieser Ausgangslage und im Hinblick auf die entsprechenden Vorschläge der Stromkonzerne gestattet sich auch die Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden die nachfolgenden Modelle einer Strategischen Reserve und eines Speicherzuschlages zur Prüfung vorzuschlagen. In beiden Fällen berufen wir uns betragsmässig zumindest auf die Besitzstandswahrung.

16.1 Vorschlag einer Strategische Reserve für Notsituationen und als Sicherheitspolster

Wie andere Länder Europas sollte auch die Schweiz eine Strategische Energie-Reserve für Notfälle zur Pflicht machen. Entsprechende Modelle wurden im In- und Ausland, und bei uns auch vom Schweizerischen Wasserwirtschaftsverband (SWV) diskutiert.¹ Die Wasserspeicher in den alpinen Speicherseen eignen sich als Pflichtlager hervorragend. Die Mechanik für die Schweiz lässt sich wie folgt skizzieren:

- Die Speicherseen der Schweiz scheiden eine Strategische Energie-Reserve aus, die am Markt weder gehandelt noch regulär verkauft wird.
- Die Strategische Reserve ergänzt die Instrumente von Swissgrid und von privaten Stromhändlern, die zeitlich adressierte Leistungs- und Energievorhaltung nachfragen.

Es handelt sich bei der Strategischen Reserve also (vergleichbar mit der Geldpolitik) um ein "lending of the last resort", die nur zum Zuge kommt, wenn alle anderen Transaktionen versagen.

Eine Beschaffung der Strategischen Reserve auf Basis von Auktionen wäre nicht zielführend. Die Entschädigungen für die Strategische Reserve sollen vielmehr dazu beitragen, Erhalt und Modernisierung der Speicherkraftwerke zu gewährleisten und die Gewinnaufschläge zu kompensieren, die aus Vermarktungsverzichten hervorgehen. Wettbewerbliche Verfahren würden die Speicherseen in Wettbewerb mit der subventionierten Leistungsreserve aus Kohlekraftwerken in Deutschland setzen, was einer echten Kostenwahrheit zuwiderläuft.

Die Finanzierung der Strategischen Reserve durch Swissgrid auf Basis von Beschaffungskosten ist für alle Beteiligten von Nutzen:

- Alle Nutzniesser, auch die Grossverbraucher, profitieren von der erhöhten Versorgungssicherheit und tragen nach dem Verursacherprinzip zur Finanzierung bei.
- Die Finanzierung der Nutzungsentgelte des Rohstoffs "Wasser" (Wasserzinsen) ruht nicht mehr allein auf den Schultern der gebundenen Kunden, sondern wird breiter verteilt. Die Abgeltung der Reservehaltung von Speicherwasser kann wie der Netzzuschlag strukturiert werden.

¹ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Ein Strommarkt für die Energiewende, Diskussionspapier (Grünbuch) 2014, Seite 43; Piot/Beer, 2016: "Wege zu einem neuen Strommarktdesign", Artikel von Michel Piot und Michael Beer in: VSE-Bulletin 8/2016, Aarau sowie Bernische Kraftwerke (BKW): Ein Kapazitätsmarkt für die Schweiz

- Für die gebundenen Kunden ändert sich am Strompreis voraussichtlich sehr wenig. Sie dürfen bei einer Beteiligung der Grossverbraucher sogar mit Entlastungen bei den Strompreisen rechnen, während die Netzgebühren für Systemdienstleistungen leicht ansteigen. Die Grossverbraucher werden die Kosten ebenfalls kaum spüren, denn sie profitierten von starken Preisnachlässen und die Beteiligung an den Kosten der Versorgungssicherheit ist für sie zumutbar.

Die Wirkung der Strategischen Reserve auf die Marktpreise und auf die Entgelte für Systemdienstleistungen ist minimal, weil sie nicht aktiv zum Kauf angeboten wird. Die Gewinnmarge von Speicherkraftwerken und Pumpspeicherwerken verschlechtert sich somit nicht.

16.2 Verknüpfung mit den Wasserzinsen

Es ist unmittelbar einsichtig, dass sich mit der Abgeltung der Energievorhaltung die Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft verbessert. Es ist auch durchaus möglich, die Neuregelung der Strategischen Reserve mit einer ertragsneutralen Neuregelung der Wasserzinsen zu verknüpfen. Dies könnte wie folgt geschehen:

1. Die Speicherkraftwerke erhalten eine Abgeltung für strategische Reservehaltung von Speicherseewasser bzw. Energie, welche zweckgebunden und verfassungsmässig abgesichert zur Begleichung von Wasserzinsen im Standortkanton zu verwenden ist. Die innerkantonale Verwendung wäre selbstverständlich, wie heute, Sache der Kantone. So könnten in Graubünden die entsprechenden Abgeltungen ohne weiteres auch im bisherigen Verhältnis der Wasserzinsaufteilung auf die einzelnen Gemeinden verteilt werden.
2. Der Umfang der strategischen Reserve definiert sich durch die vorzuhaltende Wassermenge in m³ oder in GWh während den Monaten mit knapper Versorgung, derzeit das Winterhalbjahr. Swissgrid bestimmt die Grösse der Reserve im Rahmen der gesetzlich festgelegten Ziele, zum Beispiel ein Energievorrat zur stromautarken Bewirtschaftung der Schweiz während minimal vier Wochen.²
3. Im Umfang der Mehrleistungen für die Strategische Reserve kann ein pauschaler Abzug von dem bisher geltenden gesetzlichen Maximum der Wasserzinsen vorgenommen werden.

Die Betreiber der Wasserkraftwerke verpflichten sich als Gegenleistung für die dadurch entstehende Senkung der Nutzungsentgelte, die definierte Energiereserve nicht selber zu vermarkten, sondern der Verfügungsgewalt von Swissgrid zu unterstellen.

Die entsprechenden Details können dem von der IBK eingereichten "Bericht Wasserzinsen 2017" von Dr. Rudolf Rechsteiner entnommen werden.

Es ist zu betonen, dass dieser Vorschlag im Vorstand der IBK zu einer Zeit entstand, als die Stromkonzerne und weite Teile der Politik von einem jährlichen Fehlbetrag der Wasserkraft von bis zu 700 Millionen Franken sprachen und eine Kürzung der Wasserzinsen kaum abwendbar schien (siehe z.B. parlamentarische Initiative Röstli vom 16.6.2016 betreffend Sicherung der Selbstversorgung mit Strom aus Wasserkraft zur Überbrückung der aktuellen Preisbaisse). Bei den heute gutachtlich ausgewiesenen Zahlen kann keine Frage darüber bestehen, dass das heutige Wasserzinsmaximum von 110 Fr./kW_{br} auch weiterhin und per se als Ressourcenabgeltung seine volle Berechtigung hat. Der Vorschlag wird aber hier im Sinne des Aufzeigens der besonderen Werthaltigkeit der Wasserkraft insbesondere unter dem Regime der Energiestrategie 2050 trotzdem aufgeführt. Als wertvoller Speicher hat die Wasserkraft nämlich durchaus eine Zukunftschance, aber

² Gesetz und Verordnung können hier selbstverständlich Abweichungen vorsehen, soweit diese versorgungsdienlich sind, etwa für Speicherseen und Auffangbecken, die mit Pumpspeicherwerken verknüpft sind.

nur dann, wenn es ihr gelingt, sich in einem neuen Strommarktdesign komplementär zu den neuen Erneuerbaren Quellen zu platzieren. Das nähme auch Druck von den Wasserzinsen.

16.3 Speicherezuschlag (von Expertengruppe des Bundesrates schon 2008 vorgeschlagen)

Im Zusammenhang mit den Diskussionen um die letzte Erhöhung der Wasserzinsen empfahl eine vom Bundesrat eingesetzte Expertengruppe schon 2008 die Einführung von Speicherezuschlägen. Der entsprechende Bericht hält fest:

"Bundesrechtlich einheitlich festgesetzte Speicherezuschläge erlauben es, die Qualität der Stromproduktionsmöglichkeiten aus Speicherseen sowie die höhere Wertschätzung von Spitzen- und Regelernergie aus Speicherkraftwerken mit einem nach einer einheitlichen Regel ermittelten Zuschlag zu berücksichtigen."

Durch geschicktes Lobbying ist es den Stromkonzernen sowohl 1996 als auch 2009 im National- und Ständerat gelungen, diesen Speicherezuschlag zu verhindern; 1996 nur äusserst knapp mit Stichentscheid des Nationalratspräsidenten. Das heisst, die wertvolle, regulierende Leistung der Speicherkraftwerke für das gesamte Schweizer Stromnetz wird im heutigen Wasserzins gar nicht berücksichtigt.

Auf der Grundlage dieses Bundesberichts hätte der Kanton Wallis heute Anrecht auf zusätzliche 38 Millionen Franken Wasserzinsen (24 Prozent von 160 Millionen) und der Kanton Graubünden auf zusätzliche 18 Millionen (15 Prozent von 120 Millionen). Alle Gebirgskantone zusammen kämen auf ein Plus von rund 65 Millionen pro Jahr. Hochgerechnet auf die letzten 20 Jahre (bis 2010 mit dem alten Basissatz von 80 Fr./kW, ab 2011 mit dem neuen Basissatz von 100 Fr./kW und ab 2015 mit 110 Fr./kW) resultiert daraus rund eine Milliarde, die den Gebirgskantonen vorenthalten wurde, beziehungsweise die Gewinne der Stromkonzerne steigerte.

Im Rahmen der Debatte über die neue Strommarktordnung ist deshalb neben der obgenannten Strategischen Reserve auch die Thematik der Speicherezuschläge neu zu prüfen.

Fazit

Die Diskussion um eine allfällige Neuregelung des Wasserzinses kann nicht losgelöst vom künftigen Strommarktdesign geführt werden. Solange das neue Marktdesign noch nicht bekannt ist, muss die bisherige Wasserzinsregelung beibehalten und der bisherige Wasserzins von 110 Fr./kW_{br} unverändert auf bisherigem Niveau weitergeführt werden. Die Berggebiete ganz allgemein, aber insbesondere die am schwersten betroffenen Konzessionsgemeinden sind keinesfalls bereit, alleine die Zeche für eine verfehlte Strommarktpolitik in der Schweiz und im benachbarten Ausland sowie für unternehmerische Fehlentscheide zu bezahlen. Würde eine unhaltbare, länger andauernde defizitäre Wasserkraft lückenlos nachgewiesen, müsste bei notwendig werdenden Unterstützungsmassnahmen eine Opfersymmetrie Platz greifen. Die aktuelle Marktsituation ist jedenfalls keine zulässige Begründung für einseitige Korrekturmassnahmen beim Wasserzins auf dem Buckel der Berggebietskantone und -gemeinden. Zudem haben sich die Strompreise in den letzten 12 Monaten um über 20 % erhöht und die Stromverkäufer auf dem freien Markt können zusätzlich vom massiv erstarkten Euro profitieren. Von einer generell defizitären Wasserkraft kann heute ohnehin keine Rede sein. Bevor die Höhe der Wasserzinsen in Frage gestellt wird, ist auch von den Stromkonzernen endlich diesbezügliche Transparenz zu fordern.

Die Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) ist gerne bereit, sich weiterhin aktiv in Diskussionen um das Strommarktdesign einzubringen. Sie ist aber zum jetzigen Zeitpunkt nicht bereit, eine Wasserzinsreduktion zu akzeptieren.

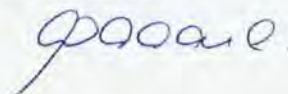
Je nach Entscheid des Parlamentes behalten wir uns deshalb die Ergreifung des Referendums vor.

Verschiedene Bündner Konzessionsgemeinden haben ihre Unterstützung dieser Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) mit separaten Schreiben bekundet. Wir legen sie dieser Vernehmlassung bei.

Mit freundlichen Grüßen

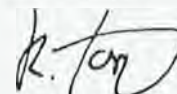
**INTERESSENGEMEINSCHAFT
BÜNDNER KONZESSIONSGEMEINDEN (IBK)**

Der Präsident:



Not Carl

Der Sekretär:



Reto Jörger

Beilagen:

- Bericht Wasserzins 2017, von Dr. Rudolf Rechsteiner
- Tabelle Verhältnis Wasserzins- zu Steuereinnahmen (FA 2017)
- Unterstützungsschreiben von zahlreichen Bündner Konzessionsgemeinden

Bericht Wasserzinsen

Optionen aus der Perspektive der Konzessionsgemeinden von Wasserkraftwerken

Studie im Auftrag der
Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK)

Übersicht

1.	<i>Ausgangslage: Wasserzinsen unter Druck</i>	2
2.	<i>Stützung der Wasserkraft bei Annahme der Energiestrategie</i>	11
3.	<i>Vorschlag der UREK-N</i>	15
4.	<i>Senkung Wasserzinsen – Vorschläge der Elektrizitätswirtschaft</i>	25
5.	<i>Fehlende Anreize zur Reservehaltung gefährden Versorgungssicherheit</i>	37
6.	<i>Optionen der Gebirgskantone</i>	49

20.Mai 2017

1. Ausgangslage: Wasserzinsen unter Druck

Die Wasserkraftwerke in der Schweiz stehen unter wirtschaftlichem Druck. Ursächlich ist die Marktöffnung in Europa und der Rückgang der Strompreise, verursacht durch Überkapazitäten und technischen Wandel.



Abbildung 1 Eigentumsverhältnisse und Preisgarantien in der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft

Der Schweizer Markt ist von regulativen Besonderheiten geprägt, welche die Interessenlage der Stakeholder beeinflussen. Der Markt ist erst teilweise geöffnet und Wasserkraftwerke erhalten mit der Energiestrategie 2050 eine befristete Förderung.¹

- Kraftwerke in der Hand von Verteilnetzbetreibern mit Endverbrauchern können ihren Strom den Konsumentinnen und Konsumenten < 100'000 kWh Jahresverbrauch zu Gestehungskosten weiterverkaufen. Dasselbe gilt für Elektrizität aus langfristigen Bezugsverträgen.²
- Der Anteil der Kunden in der Grundversorgung ist rückläufig, weil Bezüger mit Recht auf Marktzugang angesichts sinkender Preise in den offenen Markt wechseln. Um diesem Kundenverlust zuvorzukommen, mussten viele Verteilnetzbetreiber ihre Stromtarife für Grosskunden senken.
- Selbst kleine Bezüger in der Grundversorgung konnten ihre Kosten senken,
 - Wenn ihr örtlicher Verteilnetzbetreiber den Marktzugang nutzte, um von Marktpreisen zu profitieren und diese Erträge in Form von Preis-

¹ Dieser Bericht wurde vor dem 21. Mai 2017 unter der Annahme verfasst, dass die Energiestrategie 2050 von einer Ja-Mehrheit der Stimmberechtigten befürwortet wird.

² Artikel 4 Absatz 1 StomVG

senkungen an die gebundenen Kunden weitergab; dazu waren vor allem Netzbetreiber mit wenig Eigenproduktion, wenig direkten Beteiligungen oder auslaufenden Bezugsverträgen in der Lage.

- o indem sie einen Teil ihres Verbrauchs aus dezentraler Stromerzeugung decken (Eigenverbrauch oder Eigenverbrauchergemeinschaften). Die Kosten für Photovoltaik liegen inzwischen unter Netzparität.

Ertragsentwicklung der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft

Die meisten Wasserkraftwerke werden von sogenannten Partnerwerken (früher in der Regel Netzbetreiber) betrieben. Die Partnerwerke leisten im Umfang ihrer Beteiligung eine Kostengarantie und übernehmen die jährliche Stromerzeugung zu Gestehungskosten. Die Wasserzinsen sind Teil der Gestehungskosten; sie sind der Preis der „Ressource Wasser“; es handelt sich um eine Kausalabgabe, für die die Bundesgesetzgebung ein Maximum definiert.

Die Kostengarantie der Partnerwerke beinhaltet oft auch die Zahlung von „pagatorischen Gewinnen“³. Solche vertraglich vereinbarten Gewinne dienten vor allem dazu, einen Teil der Wertschöpfung am Standort (und nicht bloss im Unterland) zu besteuern.

Die Wasserzinsen und Steuern, die den Standortkanonen der Wasserkraftwerke zufielen, waren meistens viel tiefer als die Residualgewinne der Partner. Die Wasserzinsen belaufen sich derzeit auf 550 Mio. CHF, während die in der Schweizerischen Elektrizitätsstatistik erfassten Elektrizitätsversorgungsunternehmen zwischen 1995 und 2014 einen Gesamtgewinn von 29,3 Mrd. CHF erzielten, was jährlich durchschnittlich 1,465 Mrd. CHF entspricht. Bis heute schreiben die Elektrizitätsversorgungsunternehmen insgesamt keine Verluste, sondern Gewinne; dies gilt erst recht, wenn man die auf 22,5 Mrd. CHF angestiegenen Reserven der Stromunternehmen in die Betrachtung einbezieht.⁴

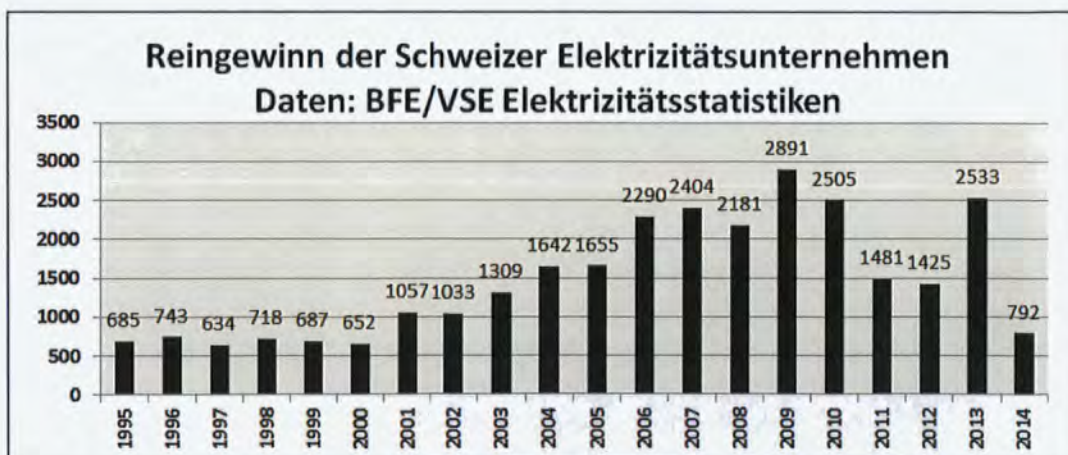


Abbildung 2 Reingewinne der Elektrizitätsversorgungsunternehmen in der Schweiz (Daten Bundesamt für Energie, Elektrizitätsstatistik)

³ Geissmann et al.

⁴ Angaben Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2015

Monopolgeschäft und Stromaustausch mit dem Ausland rentabel

Die Rentabilität der Kraftwerke und der Netze hat sich durch die Teilmarktöffnung höchst heterogen entwickelt. Mit den Stromnetzen und dem Verkauf von Elektrizität an die gebundenen Kunden in den Gebietsmonopolen lassen sich trotz Preiskontrolle durch die ElCom noch immer hohe Margen erzielen. Dies ist auch darauf zurückzuführen, dass viele Verteilnetzbetreiber zu Beginn der Marktöffnung Aufwertungsgewinne realisieren konnten, indem sie ihre Netze neu bewerten liessen.

Ein erheblicher Teil der Wasserkraft wird zu Spitzenlastzeiten ins Ausland verkauft. Daraus resultierte während Jahrzehnten ein positiver Aussenhandelsaldo.

Jahr	Verkauf GWh	Einnahmen Mio. Fr.	Rp./kWh	Kauf GWh	Ausgaben Mio. Fr.	Rp./kWh	Marge Aussenhandel Rp./kWh	Saldo Mio. Fr.
1996	32024	1816	5.67	30803	1357	4.4	1.27	459
1997	34366	1903	5.54	26862	1225	4.56	0.98	678
1998	39063	2022	5.18	32406	1346	4.15	1.03	678
1999	43090	2069	4.8	32932	1461	4.44	0.36	608
2000	43236	1944	4.5	34463	1476	4.28	0.22	468
2001	64475	2963	4.6	53854	1896	3.52	1.08	1067
2002	49908	2509	5.03	45330	1488	3.28	1.75	1021
2003	43840	2434	5.55	40569	1357	3.34	2.21	1077
2004	38029	2408	6.33	36809	1289	3.5	2.83	1119
2005	40569	2947	7.26	46895	2210	4.71	2.55	737
2006	45992	3983	8.66	48678	2912	5.98	2.68	1071
2007	50518	4223	8.36	48405	2692	5.98	2.38	1331
2008	51429	5481	10.66	50269	3366	6.7	3.96	2115
2009	54029	4720	8.74	51878	3167	6.11	2.63	1553
2010	66167	5064	7.65	66659	3736	5.6	2.05	1328
2011	90470	5689	7.07	83163	4671	5.62	1.45	1018
2012	88895	6028	6.78	89893	5257	6.06	0.72	771
2013	38368	2386	6.22	36063	2059	5.71	0.51	327
2014	42740	2272	5.32	37351	1830	4.9	0.42	442
2015	43117	2033	4.72	42210	1789	4.26	0.46	234
Summe 1996-2015	990293	64894		932310	46794			18100
Mittelwert 1996-2015			6.43			4.86	1.58	905
Mittelwert 2011-2015			6.02			5.31	0.71	558

**Abbildung 3 Einkaufspreise und Erlöse im Strom-Aussenhandel
(Quelle: Schweizerische Elektrizitätsstatistik)**

In den letzten zwanzig Jahren (1996-2015) erzielte die schweizerische Elektrizitätswirtschaft einen netto Aussenhandelsgewinn von kumuliert 18,1 Mrd. CHF oder 905 Mio. CHF pro Jahr. Die Preisdifferenz zwischen importiertem Strom und exportiertem Strom lag im Mittel bei 1,6 Rp/kWh.

Die Aussenhandelsgewinne sind seit 2008 rückläufig. Sie spiegeln damit die Entwicklung der Strompreise an den internationalen Strombörsen.

Von 2011-2015 wurde bei einem Verkaufspreis von 6,01 Rp/kWh noch eine Marge von 0,7 Rp/kWh erzielt (Mittelwerte).

Im Jahr 2015 sanken die mittleren Verkaufspreise unter 5 Rp/kWh und die Marge betrug noch 0,46 Rp/kWh. Netto erbrachte der Stromausserhandel im Jahr 2015 noch einen Ertrag von 234 Mio. CHF.

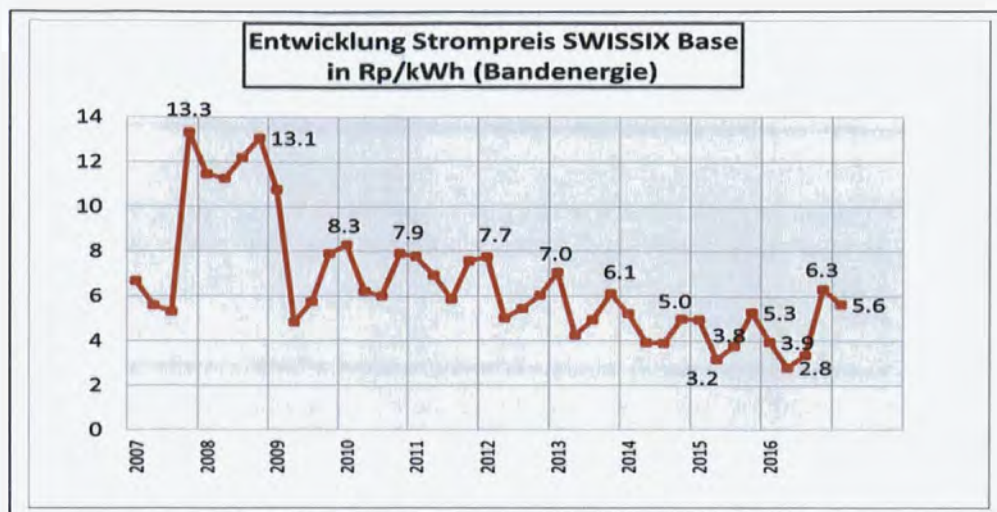


Abbildung 4 Entwicklung Swissix Base Marktpreis
Quelle: Bundesamt für Energie⁵

In den Jahren 2016 und 2017 dürfte sich die wirtschaftliche Situation nicht mehr weiter verschlechtern, denn die Marktpreise sind im Winter auf Mehrjahres-Höchstwerte angestiegen.

Rückblickend lässt sich sagen: Die Wasserkraftwerke waren vor allem für die „Partner“ lange Zeit gewinnbringend. Die Elektrizität deckte entweder den Bedarf der inländischen Gebietsmonopole, wo bis heute eine volle Kostendeckung dank den Kleinkunden Bestand hat, oder sie wurde mit einer positiven Marge ans Ausland verkauft. Bis heute konnten mit der speicherbaren Wasserkraft zudem erhebliche Erlöse aus Handelsgewinnen und Systemdienstleistungen erzielt werden, die in der Elektrizitätsstatistik nur teilweise offengelegt werden.

Verrechnungspreise verhindern Transparenz

Eine Untersuchung des Bundesamtes für Energie aus dem Jahre 2008 weist darauf hin, dass keine Transparenz über die Werthaltigkeit der Wasserkraftwerke besteht.

„Auch nach der Strommarktöffnung sind die Überlandwerke in der gesamten Wertschöpfungskette (Produktion, Übertragung, Verteilung und Handel) präsent. Zwei Drittel der gesamten Elektrizitätsproduktion wird durch diese Unternehmungen erbracht. Jedoch produzieren sie nur einen Teil davon in eigenen Kraftwerken, einen grossen Teil beziehen sie aus Beteiligungen an so genannten Partnerwerken, bei denen sie über einen ihrer Aktienbeteiligungen entsprechenden Anteil der Produktionsmöglichkeit des Partnerwerkes voll verfügen können. (...)“

Wegen der bisher fehlenden Marktöffnung und der wirtschaftlichen und rechtlichen Verflechtung der Produzenten und Stromverteiler, sind die bezahlten Grosshandelspreise ab Kraftwerk keine Marktpreise, sondern weisen den Charakter von unternehmensinternen Verrechnungspreisen auf. So geben die Partnerwerke ihre Produktion in der Regel zu Gestehungskosten bzw. Cost-Plus-Ansätzen an die beteiligten integrierten Unternehmen ab. Dadurch können Gewinnverschiebungen vom produzierenden Kraftwerk

⁵ Mengengewichteter Durchschnitt der Preise gemäss SWISSIX Base,
http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/02073/index.html?lang=de&dossier_id=03136

an die integrierte Gesellschaft vorgenommen werden, und die Bestimmung des Ertragspotentials des Kraftwerkes wird sehr schwierig.⁶

Vernachlässigung der Wasserkraftwerke

In den Zeiten des Monopols bestand wenig Notwendigkeit für eine Beschleunigung der Abschreibung und Amortisation von Wasserkraftwerken. Verzinsung, Gewinne und Abschreibungen (wie auch die Investitionen und Entsorgungskosten der Kernkraftwerke) wurden häufig nach dem cost-plus-Verfahren planwirtschaftlich konzipiert.

Die monopolistische Tradition vieler Gesellschaften und die anfänglich mit der Marktöffnung zu beobachtenden hohen Gewinne führten zu hohen Belehnungen und zu teilweise bleibend hohen Verschuldungen vieler Kraftwerke. Diese Schulden erscheinen nicht in den Bilanzen der Mutterkonzerne, weil diese ihre Bücher bei Minderheitsbeteiligungen nach der Equity-Methode führen⁷.

Mit der Equity-Methode können die Erträge im operativen Ergebnis gebucht werden, ohne dass die eingegangenen Verpflichtungen und Zukunftslasten buchhalterisch in Erscheinung treten.

Diese Praxis erlaubte es, Gewinne zu vermelden, selbst wenn die Werthaltigkeit zurückging – zum Beispiel wegen unrentablen Investitionen, wegen ungenügender Abschreibungen oder wegen ungedeckten Entsorgungskosten. Die auf dem Papier hohen Gewinne wurden für umstrittene fossile Kraftwerke im Ausland⁸ oder für Nachrüstungen von Kernkraftwerken ausgegeben, deren wirtschaftliche Perspektive schon lange nicht mehr positiv einzuschätzen war.

Das Streben nach Expansion und nach Dividendenzahlungen verführte dazu, die Wasserkraftwerke und die Kernkraftwerke in hoher Verschuldung zu belassen und die Abschreibungsfristen auf unrealistische Werte zu erhöhen (60 Jahre Laufzeit für Kernkraftwerke). Dabei waren das Absinken der Strompreise und die sinkenden Gestehungskosten neuer Technologien in Europa (neue Wind- und Solar-Kraftwerke für 5 €/kWh)⁹ schon sehr lange erkennbar und lässt heute die Margen für Anlagen im offenen Markt schrumpfen.

Stützung der Wasserkraft zwecks Finanzierung von Kernkraftwerken

In der Auseinandersetzung um die Höhe der Wasserzinsen geht es aus den genannten Gründen eben nicht um die Wasserkraft, sondern um die wirtschaftliche Prosperität des gesamten Portfolios der grossen Stromkonzerne Axpo, Alpiq und BKW. Weil man Verluste über Verrechnungspreise während Jahrzehnten Erträge konzernintern verschieben konnte, und weil

⁶ Bundesamt für Energie: Grundlagen Wasserzinspolitik, Ökonomische Überlegungen, Schlussbericht 28. Oktober 2008 Seite 22

⁷ Equity-Methode: die Muttergesellschaft bilanziert nur das Eigenkapital der Tochter, nicht jedoch deren Verschuldung.

⁸ In einer Volksabstimmung vom 22. September 2013 über die Beteiligung an ausländischen Kohlekraftwerken stimmte die Bündner Stimmbevölkerung einem entsprechenden Verbot mit 28880 zu 22281 Stimmen zu.

⁹ <http://www.erneuerbareenergien.de/buergerwindparks-gewinnen-ersten-tender/150/434/102427/>

die Wasserkraft in der Bevölkerung ein hohes Ansehen genießt, sind manche Marktteilnehmer an einer besonders dramatischen Schilderung der angeblichen Unwirtschaftlichkeit der Wasserkraftwerke interessiert.

Ziel ist es, die Wasserzinsen zu senken und die gesetzlichen Stützungsmaßnahmen auszubauen, um sich mehr wirtschaftlichen Spielraum für den Weiterbetrieb der unrentablen Kernenergie zu verschaffen.

In diesem Licht sind auch die Restrukturierungen der beiden grossen Stromkonzerne Axpo und Alpiq zu betrachten.

Alpiq und Axpo haben angekündigt, ihre Konzerne umzubauen und für den Kapitalmarkt zu öffnen. Axpo-Chef Sieber hat seine Erwartungen so formuliert:

« Mit einer Zerteilung der Gruppe versucht das Unternehmen attraktiv für neue Investoren zu werden. In der Axpo Power befinden sich die Beteiligungen an Kernkraft- (Beznau, Leibstadt) und Wasserkraftwerken, samt dem neuen Pumpspeicherkraftwerk Linth-Limmern, die zurzeit nicht rentabel betrieben werden können. In die Axpo Solutions werden die restlichen, meist subventionierten (Windkraft) oder administrierten (Stromnetze) Aktivitäten eingebracht. Für den Grossteil der Investoren seien Beteiligungen an Kernkraftwerken tabu, erklärt Sieber... »

Mit der Bündelung der Wachstumsfelder in der eigenständigen Tochter Axpo Solutions, an der sich später weitere Investoren beteiligen können, werde bezweckt, «neues Geld zu bekommen, um die künftigen Chancen zu packen». ... »

In einem nächsten Schritt wolle man die Axpo Solutions 2019 an den Kapitalmarkt bringen. «Der Börsengang ist eine der Optionen», meint Sieber. Die Kontrollmehrheit der Axpo Solutions werde bei der Holding bleiben, fügt er an, denn einige ihrer Aktiven «haben für die Schweiz strategische Dimensionen, die für die Versorgungssicherheit und die Energiestrategie wichtig sind».... »

Ist die Axpo Power quasi eine «Bad Bank», die im schlimmsten Fall als eigenständiges Unternehmen einfacher verstaatlicht werden kann? «Überhaupt nicht, im Gegenteil», entgegnet Sieber. Das werde auch nicht nötig sein. Wenn die Beteiligungen an den Wasserkraftwerken in einem weiteren Schritt zu Verkehrswerten in die Axpo Solutions eingingen, verfüge die Axpo Power über ausreichend Mittel für den Weiterbetrieb, legt Sieber dar.»¹⁰

Tatsächliche Kosten und Gewinnmargen der Wasserkraft

Über die effektiven Gestehungskosten der Wasserkraftwerke gibt es verschiedene Schätzungen. Die Verhandlungsdelegation der Kantone und des Wasserwirtschaftsverbandes zum Thema Wasserzinsen stützte sich bei ihren Betrachtungen unter anderem auf Unterlagen von BHP - HANSER UND PARTNER AG, das im Anhang abgebildet ist.

Dieses Beratungsbüro berät zahlreiche Elektrizitätsversorgungsunternehmen und hat Einblick in die Kennzahlen vieler Wasserkraftwerke. Im Gutachten BHP vom 14.09.2016 finden sich wichtige Aussagen zur effektiven Lage der Gesellschaften, welche Wasserkraftwerke betreiben:¹¹

„Aufgrund der verwendeten Stichprobe ist davon auszugehen, dass die Produktionskosten der Wasserkraft in den letzten 15 Jahren um 4.9 Rp./kWh herum schwankten. ... »

¹⁰ «Die Eigentümer der Axpo sitzen nicht aus, sondern sie handeln» von Giorgio V. Müller, Neue Zürcher Zeitung 6.5.2017 <https://www.nzz.ch/wirtschaft/verwaltungsratspraesident-thomas-sieber-im-gespraech-die-eigentuemer-der-axpo-sitzen-nicht-aus-sondern-sie-handeln-ld.1290950>

¹¹ Der volle Wortlaut des 2-seitigen Gutachtens ist im Anhang abgebildet.

Im Geschäft innerhalb der Schweiz (Detailhandelsebene) konnte der Strom aus Wasserkraft während den letzten 15 Jahren immer gewinnbringend verkauft werden. Die Nettomarge (=Reingewinnmarge) des verkauften Stroms aus Wasserkraft der gesamten Branche liegt auch 2015 noch bei durchschnittlich 2.0 Rp./kWh.

Für Systemdienstleistungen resultierte in den Jahren 2009 bis 2015 ein der Wasserkraft zuzuordnender Gewinn von 0.51 Rappen pro Kilowattstunde produziertem Strom aus Wasserkraft.

Die Flexibilität der Wasserkraft führt zu einer höheren Wertigkeit im Vergleich zur durchschnittlichen Energie. Der Zuschlag für die höhere Wertigkeit der Wasserkraft gegenüber dem ungewichteten Mittelwert der Stundenpreise Swissix Base Spot betrug in den letzten 15 Jahren zwischen 6% und 15%, wobei der Durchschnitt 11% betrug.

Die Reingewinne der EVU sind in den letzten 15 Jahren deutlich angestiegen und wurden überwiegend als Gewinnvortrag in den Unternehmen behalten.

...Bezüglich der Legitimation der Höhe der Wasserzinsen können folgende Argumente aus dem Bericht abgeleitet werden:

1) 2000 bis 2015 hätte die Elektrizitätsbranche als Ganzes mit der Wasserkraft immer Gewinne schreiben können. Auch für die kommenden Jahre dürfte sich – sofern der Markt nicht vollständig geöffnet wird – daran wenig ändern. Das Problem ist nicht die Wasserkraft sondern sind die nicht vollintegrierten Unternehmen (Grosshändler), welche einen Teil der Produktion am Grosshandelsmarkt absetzen müssen.

2) Wird die Gewinnverwendung der Branche betrachtet, so kann festgestellt werden, dass in der Mehrheit der betrachteten Geschäftsjahre die Eigentümerkantone via Dividenden und Tantiemen stärker von der guten Ertragslage profitiert haben als die Wasserkraftkantone via Wasserzinsen.

3) Die Produktionskosten pro Kilowattstunde sind in den letzten 15 Jahren trotz Erhöhung der Wasserzinsen und hoher Investitionstätigkeit konstant geblieben.

Wenn das Wasserzinsmodell flexibilisiert wird, ist grundsätzlich festzulegen ob als Index für die Erträge der Grosshandel (z.B. EEX) oder der Detailhandel (Versorgung Endkonsument) zu betrachten ist. Solange der Markt nicht geöffnet ist, spielt der Detailhandel eine wesentliche Rolle und die Energietarife für Konsumenten sind zu berücksichtigen.

Sollte der Grosshandel als bestimmende Grösse verwendet werden, so ist darauf zu achten, dass zusätzlich zu den Produktionskosten der Partnerwerke maximal die Gemeinkosten für den Grosshandel hinzugeschlagen werden. Nebenthema: Aufgrund der Auktionierung der Grenzkapazitäten finanziert die Wasserkraft de facto die Netzentwicklung quer im Umfang von mehr als CHF 100 Mio. p.a."

Bei Durchschnittskosten von 4,9 Rp/kWh sind die Wasserkraftwerke insgesamt billiger als die Stromerzeugung aus Kernkraftwerken. Entgegen der allgemeinen Sichtweise ist es so, dass viele Produzenten von Wasserkraft den Strom aus günstigen Wasserkraftwerken vorrangig auf dem freien Markt veräussern, wo mit diesem Strom Gewinne erzielt werden können, während die teurere Kernenergie (Beznau mit Gestehungskosten von über 8,5 Rp/kWh, Leibstadt mit über 5,6 Rp/kWh) wo immer möglich vorrangig in die Grundversorgung verschoben wird.

Auch die Entsorgungskosten sind darin nur zu einem kleinen Teil effektiv finanziert, weil die Betreiber mittels Annahme von überaus hohen Zinserträgen fälschlich davon ausgehen, die Entsorgung würde weitgehend aus den Erträgen vom Kapitalmarkt finanziert.¹²

¹² Siehe dazu Rudolf Rechsteiner: Schweizer AKW unterwegs in den Konkurs Energie & Umwelt 3/2016; ders.: Das Ende der Kernenergie in der Schweiz, Kernkraft-Betreiber unterwegs zum Konkurs (Oktober 2016) sowie Schweizerische Energiestiftung (SES): Überprüfung KS16 / Überprüfung der Beitragsbemessung in die Stilllegungs- und Entsorgungsfonds auf Basis der Kostenstudie 2016

Stromerlöse von gebundenen Kunden

Dies mag einer der Gründe sein, weshalb die gebundenen Kunden trotz dem sinkenden Strompreisniveau in Europa nach wie vor relativ hohe Endverbraucherpreise bezahlen:

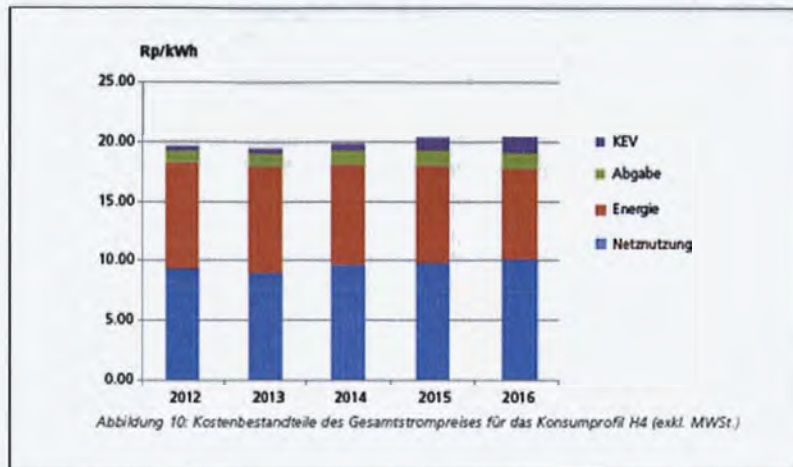


Abbildung 5 Stromtarife für gebundene Kunden 2012-2016 (Konsumprofil H4, Quelle: Tätigkeitsbericht der Elcom 2015)

Bis heute verkaufen die Verteilnetzbetreiber ihre Eigenproduktion und die Energie aus Bezugsverträgen den gebundenen Kunden zu einem Preis von durchschnittlich rund 8 Rp/kWh. Die Marge für Elektrizität aus Wasserkraft – dies bestätigt auch das Gutachten BHP – liegt derzeit bei über 2 Rp/kWh oder 40% der Gestehungskosten inkl. Wasserzinsen.

Einnahmen der Verteilnetzbetreiber aus Wasserkraft	8 Rp/kWh
Beitrag an Netzgebühren im Hochspannungsnetz (Schätzung)	max. 1 Rp/kWh
Nettoertrag für Wasserkraft	7 Rp/kWh
Gestehungskosten	4,5 bis 5 Rp/kWh
Netto-Gewinn	2 bis 2,5 Rp/kWh

Abbildung 6 Wertschöpfungskette Wasserkraft - gebundene Kunden (eigene Schätzung)

Rentable Absatzmöglichkeiten im nahen Ausland



Abbildung 7 Großhandelspreise in Europa
(Quelle: Bundesamt für Energie)¹³

Dazu kommt: Bei Verkäufen nach Italien konnten und können bisher höhere Margen als in der Schweiz erzielt werden; nicht offen gelegt werden zudem die Erlöse aus Systemdienstleistungen und Stromhandel.

Auf Basis der heutigen Ertragssituation und der weiter verzögerten Marktöffnung ist eine Absenkung der Wasserzinsen nicht notwendig. Eine Absenkung der Wasserzinsen aus wirtschaftlichen Gründen drängt sich erst auf, wenn die Wasserkraft vollständig auf dem offenen Markt verkauft werden müsste und nicht in den Genuss von Stützungsmaßnahmen des Parlaments käme.

Die Ursachen für den wirtschaftlichen Druck auf die Gebirgskantone sind nicht bei der Wasserkraft zu suchen, sondern sie ergeben sich aus den Fehleinschätzungen und den unrentablen Nebentätigkeiten der grossen Stromkonzerne, insbesondere aus den Kosten für Nachrüstungen der Kernkraftwerke, die nicht als Betriebsausgaben offen gelegt werden, sondern als vermeintliche Investitionen aktiviert und in den Bilanzen der Minderheitsbeteiligungen verborgen werden.

¹³ Bundesamt für Energie: Auslegeordnung Strommarkt nach 2020, Bericht zu weitergehenden Massnahmen für bestehende Kraftwerke und Erneuerbare Energien, Seite 54

2. Stützung der Wasserkraft bei Annahme der Energiestrategie

Massnahmen im Rahmen der Energiestrategie und weitere Entscheide und Vorschläge

Der Preiszerfall am Strommarkt hat die Beratungen des ersten Massnahmenpakets der Energiestrategie 2050 stark beeinflusst; die Diskussion wurde weiter angeheizt durch neue Bundesgerichtsentscheide, parlamentarische Vorstösse sowie neue Konzeptpapiere der Elektrizitätswirtschaft.

Entscheid des Bundesgerichts zur Durchschnittspreis-Methode

Mit dem Urteil vom 20. Juli 2016 (2C_681/2015, 2C_682/2015) sprach sich das Bundesgericht gegen die Praxis vieler Verteilnetzbetreiber aus, die teuersten Kraftwerke jeweils einseitig zulasten der gebundenen Kunden in die Grundversorgung zu verschieben und den ungebundenen Kunden die günstige Beschaffung vom freien Markt zuzuhalten. Die Diskussion dreht sich um Art. 6 Abs. 5 StromVG.

Stromversorgungsgesetz Artikel 6

5 Die Betreiber der Verteilnetze sind verpflichtet, Preisvorteile aufgrund ihres freien Netzzugangs anteilmässig an die festen Endverbraucher weiterzugeben.

Die ElCom teilte die Kosten des Energieportfolios (Eigenproduktion und Einkauf) anteilmässig auf gebundenen Kunden und freie Kunden auf. Das Bundesgericht bestätigte diese Praxis und hielt fest, dass nur die sogenannte Durchschnittspreis-Methode gesetzmässig sei. Es sei unzulässig, die teuerste Eigenproduktion einzig den Endverbrauchern in der Grundversorgung anzulasten. Die Verteilnetzbetreiber müssten Preisvorteile im Markt anteilmässig auch an die festen Endkunden weitergeben.

Der Entscheid des Bundesgerichts hat eine Reihe von Gegenmassnahmen und Vorschlägen ausgelöst:

Übersicht: Massnahmen und Vorschläge zur Stützung der Produzentenpreise	
Streichung Artikel 6 Absatz 5	Ständerat
Marktprämie: Stützung der bestehenden Wasserkraft	Bundesrat: neue Interpretation des nEnG ohne Durchschnittspreis-Methode
Sicherung der Gestehungskosten für bestehende Wasserkraftwerke durch Kauf- und Lieferpflicht für gebundene Kunden	Antrag Urek-N, basierend auf Grundversorgungsmodell Alpiq
Zusatzeinnahmen für Wasser- und Kernkraftwerke auf Basis von Kaufpflicht von Zertifikaten für CO ₂ -freien Strom	Axpo Versorgungs- und Klimaabgabe
Kapazitätsentschädigung für Leistungsvorhaltung	BKW
Kapazitätsentschädigung für Energievorhaltung	BKW
Umschichtung und Neu-Festlegung der Wasserzinsen	SWV (Wasserwirtschaftsverband) und weitere

Abbildung 8 Übersicht Entscheide und Fördermodelle

Beschluss des Ständerates im Rahmen der Netzstrategie

Der Ständerat hat im Dezember 2016 kurzerhand eine Streichung von Artikel 6 Absatz 5 StromVG im Rahmen der Vorlage Netzstrategie beschlossen.

Den Verteilnetzbetreibern sei zu ermöglichen, weiterhin die teuersten Wasserkraftwerke und die Pflichtbezüge aus Kernkraftwerken weiterhin den gebundenen Kunden zu belasten, während die billigeren Kraftwerke für den Absatz an freie Kunden zur Verfügung stehen.

Verordnung eliminiert Durchschnittspreis-Methode ebenfalls

Der Beschluss des Ständerates könnte sich aber als unnötig erweisen, weil mit der Bundesrat mit der Annahme der Energiestrategie die Durchschnittspreismethode ebenfalls verhindert – mindestens für weitere fünf weitere Jahre.¹⁴

Mit der Neuregelung der Marktprämie verknüpft der Bundesrat gemäss Vernehmlassung zur Verordnung das Recht, die Produktion aus der Grosswasserkraft in die Grundversorgung zu schieben. Der Bundesrat stützt sich dabei auf die Ratsprotokolle des Nationalrats und auf eine spezielle Auslegung von Artikel 31 Absatz 3 nEnG. Er schreibt dazu:

„Das Marktprämienmodell enthält zwei Unterstützungselemente, nebst der Marktprämie auch das Recht, den Strom – nach dem Prinzip „Wasserkraftstrom zuerst in die Grundversorgung“ – in der Grundversorgung abzusetzen, und zwar zu Gestehungskosten (Art. 31 Abs. 3 EnG). Mit dem unrentablen Grosswasserkraftstrom, der so prioritär in die Grundversorgung geschoben wird, wird der Topf des Netzzuschlags, der für die Marktprämie zur Verfügung steht, entsprechend entlastet.“

¹⁴ Siehe Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK): Erstes Massnahmenpaket zur Energiestrategie 2050 Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (Energieförderungsverordnung, EnFV), Erläuternder Bericht, Februar 2017, Seite 25

Das Recht zum Einbringen in die Grundversorgung zu Gesteuerungskosten stellt (als Teil des Marktprämienmodells) eine befristete Sonderregelung zu dem dar, was gemäss einem jüngst ergangenen Urteil des Bundesgerichts zum StromVG gilt (...) Das Recht ist ein sich akzessorisch aus der Marktprämie ergebendes, aber kein selbständiges Recht.“¹⁵

Mit der Annahme der Energiestrategie bietet Artikel 31 Absatz 3 den Partner-Gesellschaften mit Endverbrauchern somit erneut die Möglichkeit, die Kosten der teuersten Wasserkraftwerken den gebundenen Kunden einseitig aufzubürden, mindestens so lange wie die Marktprämie Bestand hat.

Energiestrategie: Marktprämie, Investitionsbeiträge, Eliminierung der Durchschnittspreis-Methode

Bei einer Annahme der Energiestrategie treten für die Wasserkraftwerke insgesamt drei neue Finanzierungen in Kraft:

- Die Einführung einer Marktprämie von 1 Rp/kWh (Artikel 30 nEnG)
- Die Einführung von Investitionsbeiträgen und Einspeiseprämien für neue oder zu modernisierende Wasserkraft-Anlagen
- Die Fortsetzung der Verrechnung von Wasserkraftstrom in der Grundversorgung (Artikel 31 Absatz 3) wie sie vor dem Bundesgerichtsentscheid gehandhabt wurde.



Abbildung 9 Marktprämie erhöht Erlöse am offenen Markt um 1 Rp/kWh und erlaubt bisherige Weiterverrechnung an gebundene Kunden

Beurteilung der Massnahmen Energiestrategie

Die dreifache Begünstigung der Wasserkraft a) durch Marktprämie, b) Investitionsbeiträge und c) durch Aufhebung der Durchschnittspreismethode sind wirksame Instrumente, die verschriebenen Marktteilnehmer belasten. Den Betreibern von Wasserkraftwerken entstehen daraus nicht bloss Entlastungen, sondern neue, geldwerte Gewinnchancen:

¹⁵ Bericht des Bundesrates zur Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (Energieförderungsverordnung, EnFV), Seite 25

- Die Vernachlässigung der Erlöse aus Systemdienstleistungen bei der Anspruchsberechtigung auf Marktprämie wird dazu führen, dass auch Wasserkraftwerke Marktprämie erhalten, die schwarze Zahlen schreiben.
- Dasselbe gilt für Wasserkraftwerke, die in der Lage sind, ihre Erlöse durch geschickten Stromhandel zu erhöhen.
- Unschön ist, dass es vorwiegend die kleinen Kunden sind, welche Gesamtkosten (Tarife plus Netzzuschlag) von rund 10 Rp/kWh leisten müssen, um die Versorgungssicherheit sicherzustellen, während sich die Preise für die Bezüger mit Marktzugang weiter auf einem nur etwa halb so hohen Niveau befinden (ca. 3-7 Rp/kWh inkl. Netzzuschlag¹⁶).

Der grösste geldwerte Vorteil für die Betreiber von Kraftwerken besteht darin, den kleinen Kunden weiterhin Gestehungskosten verrechnen zu dürfen, deren Höhe durch die Nichtberücksichtigung von Einnahmen aus dem Stromhandel und aus Systemdienstleistungen weit über den effektiven Gestehungskosten liegen.

Dies begünstigt die Wirtschaftlichkeit der Wasserkraftwerke grundlegend und ermöglicht dadurch Quersubventionen für die Kernenergie. Würde man den Markt voll liberalisieren, müssten neue Grundlagen für die Finanzierung der Wasserkraft geschaffen werden und die Kernenergie könnte nicht länger im bisherigen Mass profitieren.

Doch wie gross ist der materielle Vorteil, der der Wasserkraft effektiv erwächst? Zu unterscheiden sind drei Marktsegmente:

Gebundene Kunden in der Grundversorgung (Jahresverbrauch < 100'000 kWh)	Ca. 26,5 TWh (Ca. 50% des Endverbrauchs ohne ÖV)
Kunden in der Grundversorgung mit Wahlrecht für den freien Markt (Jahresverbrauch > 100'000 kWh)	Ca. 6.6 TWh
Total Kunden in der Grundversorgung	Ca. 33 TWh
Kunden am freien Markt (Jahresverbrauch > 100'000 kWh)	Ca. 19.8 TWh

Abbildung 10 Schätzung der Kundensegmente nach Angaben der EICom¹⁷

Die Produktion von Wasserkraft beläuft sich in der Schweiz auf 37 TWh. Zieht man den Eigenverbrauch des öffentlichen Verkehrs ab, verbleiben rund 33 TWh. Die jährliche Produktionsmenge deckt somit ungefähr den Bedarf der Grundversorgung ab, welche von den Verteilnetzbetreibern zu fixen Tarifen vermarktet werden kann.

Allerdings ist zu beachten, dass ein Teil der Kunden (mit einem Marktvolumen von rund ca. 6 TWh) aus der Grundversorgung abwandern kann, wenn sich zu hohe Preisdifferenzen bilden.

¹⁶ energieintensive Betriebe werden vom Netzzuschlag befreit.

¹⁷ Siehe EICom Tätigkeitsbericht 2015 Seite 32f.

Eine neuere Schätzung des Bundesamtes für Energie geht sogar noch weiter. Das Bundesamt für Energie schätzt, dass nur 15 TWh – also 25% der verkauften Strommenge in der Schweiz effektiv am freien Markt verkauft wird:

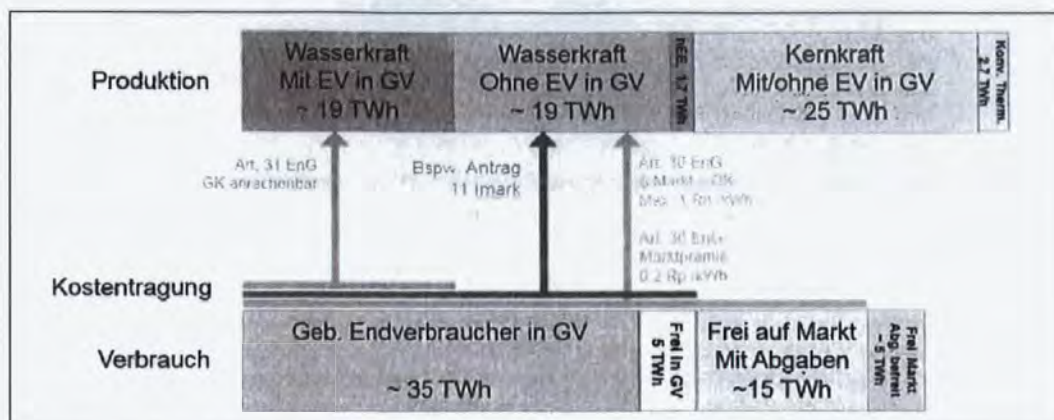


Abbildung 11 Produktion und Abnehmerschaft auf dem Schweizer Strommarkt (Quelle: Bundesamt für Energie)¹⁸

Gemäss dieser Schätzung könnte mit den Massnahmen der Energiestrategie mindestens theoretisch die gesamte Produktion aus Wasserkraft den gebundenen Kunden zu festen Gestehungskosten verkauft werden.

Allerdings ist zu beachten, dass die gebundenen Kunden heute zu einem massgeblichen Teil nicht Strom aus Wasserkraftwerken, sondern aus Kernkraftwerken beziehen müssen, was a) die Preise hochtreibt und b) den Weiterbetrieb der Kernkraftwerke unnötig verlängert.

3. Vorschlag der UREK-N

Neuer Antrag der Urek-N

Im April 2017, kurz vor dem Urnengang über die Energiestrategie hat die nationalrätliche Kommission weitere Massnahmen zur Stützung der Wasserkraft verabschiedet, die auf Ende Mai 2017 im Nationalrat zur Beratung traktandiert wurden. Die Neuerung ist Teil der Netzstrategie und ist aus dem Kontext der Beschlüsse des Ständerates (Streichung StromVG Art. 6 Absatz 5) zu verstehen.

Um die Absenkung der Preise zu verhindern, hat der Ständerat die Bestimmung kurzerhand gestrichen. Mit dieser Streichung wollte der Ständerat den Verteilnetzbetreibern erneut das Recht verschaffen, die höchsten Gestehungskosten aus Atomkraftwerken, Wasserkraftwerken und langfristigen Bezugsverträgen stets den festen Endkunden belasten zu können. Die gebundenen Kunden sollten auch nicht *teilweise* Anspruch auf *Marktpreise* erhalten, solange ein Verteilnetzbetreiber noch eigene Kraftwerke oder Verträge am Laufen hat, die teurer sind als der Marktpreis.

¹⁸ Bericht zu den Vorschlägen aus der UREK-N zu Art. 6 und Art. 15 Abs. 2 StromVG, Seite 15

Neue Regelung im Nationalrat

Offensichtlich kam es in der Urek-N nach Durchführung von Hearings zu einem Umdenken und zu einer Einigung zwischen den Gebirgskantonen (stark repräsentiert in der CVP), den rotgrünen Parteien (SP, GLP, GP) und Vertretern aus SVP und FDP. Möglicherweise gerieten die SVP und ihr Präsident Albert Rösti durch den Abstimmungskampf um die Energiestrategie unter Druck, weil sie nun unter Beweis stellen musste, dass sie die Wasserkraft tatsächlich schützen will. Rösti stand öffentlich in der Kritik, weil er gleichzeitig den Wasserwirtschaftsverband (SWV), die Lobby für Kernenergie (AVES) und die Lobby für Erdöl (Swissoil) präsidiert und sich zuvor wenig für die Unterstützung der Wasserkraft eingesetzt hatte.

Die Urek kam mit ihrem Antrag auch den Vorschlägen von Axpo und Alpiq zuvor, die eine weitergehende Lösung mit einer neuen Abgabe für Wasserkraft- und Kernkraftwerke postuliert hatten (siehe unten).

Die nun beantragte Preisbindung mag in verschiedenen politischen Lagern aus ganz unterschiedlichen Gründen Mehrheiten finden: bei FDP/SVP, weil so eine neue Abgabe verhindert wird; bei rot-grün, weil die bisherige Förderung von Atomkraftwerken (durch Übernahme zu Gestehungskosten) dahinfällt und bei der CVP, weil damit die Wasserzinsen eine rasche Gegenfinanzierung finden.

Die Neuregelung im Wortlaut

Medienmitteilung der Urek

«Stärkung der Schweizer Wasserkraft

Die Energiekommission des Nationalrates möchte, dass den gebundenen Endkunden ausschliesslich Strom aus inländischen erneuerbaren Energien geliefert wird. Dabei sollen die Stromtarife angemessen bleiben.

Die Kommission hat deshalb mit 17 zu 5 Stimmen bei einer Enthaltung einen Antrag angenommen, der auf die wettbewerbliche Stärkung der inländischen Elektrizitätsproduktion aus erneuerbaren Energien hinwirkt. Dazu schlägt die Kommission ein Modell vor, wonach feste Endverbraucher ausschliesslich Elektrizität aus erneuerbaren Energien von inländischen Kraftwerken geliefert erhalten. Ausgeschlossen vom System ist die bereits unterstützte oder geförderte Stromproduktion. Auch soll keine zusätzliche Abgabe bei den Endkunden erhoben werden. Die Kommission möchte sicherstellen, dass die Tarife für die gebundenen Stromkunden angemessen sind und sich an einer effizienten Produktion orientieren. Sie überträgt dem Bundesrat die Aufgabe, Regeln für die Preisgestaltung zu erarbeiten.»

Vorgeschlagene Gesetzesänderungen

Art. 1 Zweck

¹ Dieses Gesetz bezweckt, die Voraussetzungen für eine sichere Elektrizitätsversorgung sowie für einen wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarkt zu schaffen.

² Es soll ausserdem die Rahmenbedingungen festlegen für: a. eine zuverlässige und nachhaltige Versorgung mit Elektrizität in allen Landesteilen; b. die Erhaltung und Stärkung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Elektrizitätswirtschaft.

c. die wettbewerbliche Stärkung und den Ausbau der inländischen Elektrizitätsproduktion aus erneuerbaren Energien.

Art. 6 Lieferpflicht und Tarifgestaltung für feste Endverbraucher

¹ Die Betreiber der Verteilnetze treffen die erforderlichen Massnahmen, damit sie in ihrem Netzgebiet den festen Endverbrauchern und den Endverbrauchern, die auf den Netzzugang verzichten, jederzeit die gewünschte Menge an Elektrizität mit der erforderlichen Qualität liefern.

derlichen Qualität und zu angemessenen Tarifen liefern können. Die gelieferte Elektrizität stammt aus inländischen Kraftwerken, die erneuerbare Energien ohne gesetzliche Unterstützungs- oder Fördermassnahmen produzieren.

^{1bis} Der Bundesrat legt die Regeln für die Preisbildung der angemessenen Tarife fest.

² Als feste Endverbraucher im Sinne dieses Artikels gelten die Haushalte und die anderen Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von weniger als 100 MWh pro Verbrauchsstätte.

³ Die Betreiber der Verteilnetze legen in ihren Netzgebieten für feste Endverbraucher mit gleichartiger Verbrauchscharakteristik, die von der gleichen Spannungsebene Elektrizität beziehen, einen einheitlichen Elektrizitätstarif fest. Die Elektrizitätstarife sind für mindestens ein Jahr fest und sind aufgeschlüsselt nach Netznutzung, Energielieferung, Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen zu veröffentlichen.

⁴ Zur Festlegung des Tarifbestandteils für die Netznutzung gelten die Artikel 14 und 15. Für den Tarifbestandteil der Energielieferung hat der Netzbetreiber eine Kostenträgerrechnung zu führen.

~~⁵ Die Betreiber der Verteilnetze sind verpflichtet, Preisvorteile aufgrund ihres freien Netzzugangs anteilmässig an die festen Endverbraucher weiterzugeben.~~

⁶ Feste Endverbraucher haben keinen Anspruch auf Netzzugang nach Artikel 13 Absatz 1.

Mögliche Konsequenzen der Neuregelung

In der Verordnung zum Stromversorgungsgesetz (StromVV) ist die Preisbildung für gebundene Kunden geregelt. Der Energietarif richtet sich bei vorhandener Produktion des Verteilnetzbetreibers an den Kosten einer effizienten Produktion und an langfristigen Bezugsverträgen des Verteilnetzbetreibers aus. Laut dem Bundesgericht müssen Tarife angemessen sein:

StromVV Art. 4 Elektrizitätstarife und Kostenträgerrechnung für Energielieferung

¹ Der Tarifanteil für die Energielieferung an Endverbraucher mit Grundversorgung orientiert sich an den Gesteungskosten einer effizienten Produktion und an langfristigen Bezugsverträgen des Verteilnetzbetreibers.

² Der Verteilnetzbetreiber ist verpflichtet, gegenüber Endverbrauchern mit Grundversorgung Erhöhungen oder Senkungen der Elektrizitätstarife zu begründen. Aus der Begründung muss hervorgehen, welche Kostenveränderungen zur Erhöhung oder Senkung führen.

³ Der Verteilnetzbetreiber ist verpflichtet, der ElCom Erhöhungen der Elektrizitätstarife mit der den Endverbrauchern mitgeteilten Begründung bis spätestens zum 31. August zu melden.

Offene Fragen zum Antrag der Urek-N

Die Urek-N delegiert den Vollzug der neuen Bestimmungen weitgehend an den Bundesrat und räumt diesem bei der Preissetzung (und bei der Verwendung der Gelder) mit Artikel 6 Absatz 1^{bis} überaus grosse Kompetenzen ein. Das Ausmass dieser Kompetenzen ist zu hinterfragen:

- Wie stark wird die Reservebildung für die Erneuerung von Wasserkraftwerken in die Kalkulation einbezogen? Dazu wäre die bisherige Weisung der ElCom 3/2012 unverändert zu übernehmen und diese Interpretation müsste auch aus dem Gesetzestext hervorgehen.¹⁹
- Welche Sicherheiten werden verlangt, dass Einnahmen zugunsten der Wasserkraft nicht für die Defizitdeckung der Kernkraftwerke zweckentfremdet wer-

¹⁹

<https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2012/05/gestehungskostenundlangfristigebezugsvertraegegemaessartikel4abs.pdf.download.pdf/gestehungskostenundlangfristigebezugsvertraegegemaessartikel4abs.pdf>

den? Regulatorisch müsste eine Kontrolle der Kostenträgerrechnung erreicht werden.

- Die Verwendung der Einnahmen von Wasserkraftwerken ist bereits heute ein Problem. Die ElCom kann keine umfassende Tarifkontrolle durchführen, sondern macht immer nur Stichproben und erlässt ggf. Weisungen für Vertriebsmargen der Verteilnetzbetreiber. Hier müsste zur Vertrauensbildung gegenüber den Endverbrauchern für Kraftwerke, die neu ins System eingehen, eine obligate ex ante Prüfung der Anrechenbarkeit von Kosten geschaffen werden.
- Wichtig ist schliesslich, dass die für Wasserkraft vorgesehenen Einnahmen auch tatsächlich der Wasserkraft zufließen und nicht zu Quersubventionen für andere Betriebszweige der Strom-Holdings führen. Folgende Fragen müsste das System beantworten:
 - Wie werden teure und billige Wasserkraftwerke gegenüber den Verteilnetzbetreibern behandelt?
 - Wer erhält das Recht, die billige Wasserkraft, wer hat die Pflicht, die teure Wasserkraft beziehen?
 - Gibt es einen Ausgleichsfonds unter den Verteilnetzbetreibern, der eine Lastenteilung bewirkt?
 - Wer ergreift Sanktionen bei Zweckentfremdung von Mitteln für die Wasserkraft und worin bestehen solche Sanktionen?

Um die Rechtsunsicherheit zu reduzieren müsste der Gesetzgeber vom Bundesrat verlangen, die Spielregeln im neuen Modell offenzulegen (Bekanntmachung und Vernehmlassung des Verordnungsentwurfs). Dabei wären auch die technischen Fragen zu klären:

- Wie wird sichergestellt, dass auch die teureren Wasserkraftwerke Abnehmer finden und eine ausreichende Finanzierung erreichen? Wie werden die Einkaufspflichten von teuren und billigen Wasserkraftwerken unter den Verteilnetzbetreibern ohne eigene Produktion aufgeteilt?
- Gibt es bei steigenden Strompreisen am Markt eine Preisgarantie für die gebundenen Kunden und wie wird diese durchgesetzt?

○

Vorteile des Modells

Obschon noch nicht jedes Detail des Urek-Modells klar ist, gibt es einige bemerkenswerte Eckpfeiler im neuen System:

- Es wird keine Quote installiert, welche das Preisniveau aller Wasserkraftwerke über regulierte Strafzahlungen auf die Gestehungskosten des teuersten Werks angehoben hätte. Vielmehr werden im vorgesehenen Modell – wenn es korrekt adaptiert wird, bloss die Gestehungskosten im Einzelfall garantiert („Der Bundesrat legt die Regeln für die Preisbildung der angemessenen Tarife fest.“).
- Die Tarife müssen «angemessen» sein und eine «effiziente Produktion» ermöglichen. Das ist vergleichbar mit einer Kostenmiete im Immobiliensektor, wobei auch eine angemessene Rendite erzielt werden kann.
- Die Aufwertungsgewinne der Stromkonzerne sind vor allem buchhalterischer Natur – ausser wenn ein Werk verkauft wird, aber dann muss auch der Käufer die Gestehungskosten zu den bisherigen Bedingungen kalkulieren, siehe die entsprechenden Regelungen im Bericht des UVEK zur Marktprämie. Deshalb,

und weil man nicht weiss, wie lange die neue Regulierung in kraft sein wird, werden sich auch die Aufwertungsgewinne in Grenzen halten.²⁰

- Es ist von einer «Übergangslösung» die Rede, aber eine Befristung wird nicht genannt. Die Übergangslösung kann als Lösung bis zur vollen Markttöffnung oder bis zum Inkrafttreten von neuen Marktmodellen angesehen werden.

Nachteile

Hauptnachteil ist die erkennbare protektionistische Qualität der neuen Regulierung:

- Den schweizerischen Verteilnetzbetreibern mit Kraftwerken im Ausland wird verboten, sauberen Strom aus dem Ausland an gebundene Kunden zu verkaufen.
- Ein solches Lieferverbot aus Europa kann im Rahmen einer binnenmarktkonformen Lösung mit Europa keinen Bestand haben.

Dieser Schwäche steht das starke Argument gegenüber, dass mit dem neu zu schaffenden marktnahen Modell (nEnG Artikel 30, Absatz 5) die Stärkung der wettbewerblichen Produktion und der Ausbau der Produktion aus erneuerbaren Energien erreicht werden muss. So schreibt es der neue Artikel 1 Absatz 2 lit. c. StromVG vor.

Nachteilig ist ferner, dass mit der angestrebten Lösung ausschliesslich die kleinen Kunden zur Abgeltung von fairen Produktionspreisen zur Kasse gebeten werden, während die Grossverbraucher – darunter auch der Staat und viele mittlere Betriebe – beliebig Billigstrom vom Markt beziehen.

Korrekturen liessen sich aber anbringen, etwa indem ein Teil der Wasserzinsen auf die Systemdienstleistungen verlagert wird, die auch von den Verbrauchern >100 MWh/a finanziert werden müsste. Die kleinen Verbraucher könnten dadurch massgeblich entlastet werden (siehe Vorschläge weiter unten). Eine solche Lösung wäre auch EU-kompatibel und könnte deshalb auch als nächste Etappe zum Schutz der Wasserkraft ins Auge gefasst werden.

Kostenfolgen für die Verteilnetzbetreiber

Die Kaufpflicht zu Gestehungskosten der Urek-N soll neu für alle Energielieferungen für die festen Kunden gelten. Auch die Tarifkontrolle der EICom (Art. 22 StromVG) soll weitergeführt werden. Viele Verteilnetzbetreiber liefern ihren festen Endkunden schon heute als Basistarif „Strom aus erneuerbarer Energie“ (zB ewz, IWB, ewb, BKW, EKZ usw.) und verlangen dafür einen Aufpreis.

²⁰ „Bei den EVU-Konstellationen gilt es nun aber gewisse Fälle zu unterbinden: Die Akteure sollen die Verhältnisse nicht mittels neuer Verträge kurzfristig ändern, um in den Genuss der Marktprämie zu kommen; solche Konstrukte entsprechen nicht Sinn und Zweck der Marktprämie (AB 2016 N 1248, Müller-Altarmatt). Der Bundesrat erklärt daher in Absatz 2 für gewisse kurzfristige bzw. erst vor kurzem geschlossene Verträge, dass keine Risikotragung bzw. Risikoverschiebung, wie vom EnG verlangt, vorliegt. In diesen Fällen besteht für das EVU somit keine Anspruchsberechtigung; beim EVU muss es sich dabei nicht unbedingt um eines handeln, das im dritten Glied marktprämienberechtigt ist, sondern es kann u.U. auch eines sein, das „Eigner“ ist, was dem zweiten Glied in der EnG-Berechtigungskaskade entspricht.“ Siehe UVEK Vernehmlassung über die Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (Energieförderungsverordnung, EnFV) vom Februar 2017, Seite 23

Für die Verteilnetzbetreiber mit viel Strom aus Schweizer Wasserkraft wird der Antrag der Urek-N wenig ändern; gegebenenfalls wird sich eine geringe Preisanpassung ergeben.

Änderungen wird es für jene Verteilnetzbetreiber geben, die ihren Strom zu Billigstpreisen aus dem offenen Markt bezogen haben. Sie müssen neu ihren Strom für die Grundversorgung effektiv aus Schweizer Wasserkraft beziehen, was die Marktlage verändern kann:

- Die Schweizer Wasserkraftwerke erhalten neue Kunden, die Wasserkraft zu Gesteungskosten nach StromVV Artikel 4 kaufen *müssen*.
- Verteilnetzbetreiber, die bisher billigen Kohlestrom aus Deutschland mit billigen Wasserkraft-Zertifikaten aus Norwegen aufgewertet haben (zu Kosten von <0,1 Rp/kWh) müssen nun Strom aus Schweizer Wasserkraftwerken beziehen.
- Die Opting-out Lösung für Endverbraucher entfällt. Strom aus erneuerbaren Energien wird für gebundene Kunden obligatorisch.

Eine allgemeine Aussage zu „Mehrkosten“ ist nicht möglich. Die in der Schweiz tätigen 680 Verteilnetzbetreiber haben höchst unterschiedliche Beschaffungsstrukturen. Zudem ist die Mechanik, die der Bundesrat und die EICom für die Berechnung der anrechenbaren Kosten zugrunde legen werden, noch nicht geklärt.

Nach geltendem Recht müssen Preiserhöhungen durch die Verteilnetzbetreiber begründet werden (StromVV Art. 4). Aus der Begründung muss hervorgehen, welche Kostenveränderungen zur Erhöhung geführt haben. Die betroffenen Kunden können von der EICom eine Überprüfung verlangen und Beschwerde einlegen.

Verbilligung dank Wasserkraft?

Die Verlagerung zum obligatorischen Bezug aus Wasserkraft könnte unter Umständen zu einer Verbilligung der Tarife der Kleinverbraucher führen – dort nämlich, wo die Verteilnetzbetreiber ihren Kunden grosse Mengen Atomstrom zu hohen Kosten unterjubeln, ohne dies offenzulegen – etwa im Kanton Bern (BKW-Versorgungsgebiet), im Kanton Baselland (Alpiq-Bezugsverträge von EBM und EBL) oder im Kanton Luzern (Axpoc/CKW-Versorgungsgebiet).

Generell würde der Antrag der Urek-N heissen, dass zukünftig nur noch Strom aus inländischen Produktionsanlagen, die erneuerbare Energie nutzen, zu angemessenen Tarifen und zu Gesteungskosten aus einer effizienten Produktion den festen Endkunden verrechnet werden kann.

Die Neuregelung schafft damit deutlich mehr Klarheit, wohin das Geld der gebundenen Kunden fliesst. Der Vorschlag würde zu einer Entmischung von Wasserkraft und Kernenergie führen. Letztere müsste vollständig am offenen Markt abgesetzt werden, während die Wasserkraftwerke weitgehend Abnehmer auf Kostenbasis finden würden.

Kostengarantie für die übrigen erneuerbaren Energien

Der Vorschlag der Urek sieht vor, dass alle nicht bereits geförderten erneuerbaren Energien profitieren. Das ist für die übrigen erneuerbaren Energien

dann von Bedeutung, wenn die Energiestrategie abgelehnt würde oder wenn zu wenig Geld vorhanden ist, um Einmalvergütungen zu finanzieren.

In diesem Fall könnten Verteilnetzbetreiber spätestens ab 2023 für den ins Netz eingespeisten Solarstrom oder Windstrom, der nicht dem Eigenverbrauch dient, von denselben Kostengarantien Gebrauch machen wie für die Wasserkraft. Es ist zu erwarten, dass Solarstrom aus neuen Grossanlagen nicht teurer sein wird als Strom aus erneuerten Wasserkraftwerken.

Auswirkungen auf die Kernenergie

Die Atomenergie würde mit der Neuregelung ganz aus der Kostengarantie ausscheiden und müsste am freien Markt verkauft werden. Dies allein könnte den Atom-Ausstieg beschleunigen, wenn die Strompreise tief bleiben. Es gibt aber auch eine gegenläufige Entwicklung:

- Durch die Anträge des Nationalrats werden die Wasserkraftwerke aufgewertet und die Erlöse aus Wasserkraft nehmen zu. Die Liquidität der Mischkonzerne wird sich dadurch verbessern.
- Die höhere Werthaltigkeit der Wasserkraftwerke ermöglicht eine höhere Beilehnung oder den Börsengang der abgeschriebenen Wasserkraftwerke.
- Mit dem Verkauf der Wasserkraftwerke sinkt das Haftungssubstrat für die Kernkraftwerke. Axpo und Alpiq verfolgen mit der Aufteilung des Konzerns eine systematische „Politik der leeren Kassen“ und widmen all ihre Finanzierungen dem Weiterbetrieb der maroden Kernkraftwerke.

Die Kostendeckung der gebundenen Kunden für Wasserkraftwerke wurde nicht erfunden, um Kernkraftwerke zu finanzieren. Die juristische Aufteilung in rentable Wasserkraftwerke und unrentable Kernkraftwerke könnte zu einer Klärung der Finanzströme verhelfen, wenn der Gesetzgeber dies regulativ unterstützt.

In den Ausführungsbestimmungen müsste man deshalb besonders darauf achten, dass Finanzierungen für Wasserkraft nicht zweckentfremdet werden können. Die Trennung der profitablen Wasserkraftwerke von den Kernkraftwerken nach deutschem Muster (inkl. Verbot von Verrechnungspreisen) könnte ein Weg sein, um die Transparenz zu verbessern.

Kurzfristige Wirkung aus Sicht der Gebirgskantone

Die Massnahmen der Energiestrategie und die weitergehenden Vorschläge aus Ständerat und Nationalratskommission tragen zu einer Besserstellung der Wasserkraft bei.

- Sie bilden ein politisches Bekenntnis zur Wasserkraft.
- Sie bilden eine Grundlage für die Weiterführung der Wasserzinsen über das Jahr 2019 hinaus. Weil die Verteilnetzbetreiber ihre Beschaffungskosten mit einer regulierten Marge überwälzen können, sinkt kurzfristig der Druck auf die Wasserzinsen.
- Der Gesetzgeber und die Gebirgskantone gewinnen mehr Zeit.
- Die Frage der Wasserzinsen kann in die Gestaltung der neuen Marktordnung eingebunden werden. Dass eine solche kommen muss, ergibt sich aus nEnG Artikel 30 Absatz 5:

§ Der Bundesrat unterbreitet der Bundesversammlung bis 2019 einen Erlassentwurf für die Einführung eines marktnahen Modells bis spätestens zum Zeitpunkt des Auslaufens der Unterstützungen für das Einspeisevergütungssystem.

Die Wasserkraft ist unter diesen Bedingungen für die meisten Teilhaber weiterhin keineswegs unwirtschaftlich. Sie rentiert möglicherweise dank den neuen Finanzierungen und im Umfeld leicht steigender Preise sogar sehr gut.

Die Position der Gebirgskantone würde durch den Vorschlag der Urek-N gestärkt. Sie könnten gegen die Absenkung der Wasserzinsen das Argument vorbringen, dass

- a) die Verteilnetzbetreiber mit der Wasserkraft keine Verluste machen,
- b) der politische Wille zum Schutz der Wasserkraft erkennbar sei

weshalb es keinen Grund gibt, die Wasserzinsen zu senken. Sie könnten weiter verlangen, dass anstelle der Senkung der Wasserzinsen die hohen Margen der Verteilnetzbetreiber von der ElCom schärfer beaufsichtigt und gegebenenfalls abgesenkt werden. Für die Neufestlegung der Wasserzinsen ab 2020 entstünde eine neue Ausgangslage:

- Die Wasserzinsen können ab 2020 möglicherweise einfach in der heutigen Höhe fortgeschrieben werden.
- Nicht mehr die europäischen Marktpreise dominieren die Auseinandersetzung sondern die Preisbasis in der Schweiz.
- Die Gebirgskantone hätten auf dieser Basis eine gute Basis für eine Nachfolgelösung im Rahmen der neuen Marktordnung.

Mittelfristige Wirkung aus Sicht der Gebirgskantone

Der Beschluss der Urek schottet die Schweiz für die festen Endkunden ab. Dies könnte zu Retorsionsmassnahmen führen, weil Schweizer Unternehmen vom Marktzugang zum Strombinnenmarkt der EU derzeit unbeschränkt Gebrauch machen können.

Es ist nicht auszuschliessen, dass die Drohung mit Retorsionsmassnahmen aus Brüssel den Druck erhöhen könnte. Der Bundesrat wäre gezwungen – auch im Interesse des lukrativen Stromhandels – eine vertragliche Regelung mit der EU zu suchen oder die Schweizer Rahmenbedingungen so anzupassen, dass sie für die Nachbarn in der EU nicht nachteilig wäre.

Der Bundesrat müsste aber auch in diesem Fall nach Lösungen suchen, die die Anliegen der Wasserkraft berücksichtigen, um die Mehrheiten für ein Stromabkommen in der Volksabstimmung zu erreichen.

Schlussfolgerungen zum Antrag der Urek-N

Durch den Beschluss der Urek, die gebundenen Kunden aus erneuerbaren Energien zu versorgen, erfährt die Diskussion um die neue Strommarktordnung eine wichtige Wendung.

- Mit dem neuen Zweckartikel im StromVG für eine wettbewerbliche Stärkung und für den Ausbau der erneuerbaren Energien erhält das Stromversorgungsgesetz eine neue, wasserkraft-freundliche Ausrichtung.

- Positiv ist die Positionierung auch für die übrigen erneuerbaren Energien.
- Die Angebots- und Lieferverpflichtung der Verteilnetzbetreiber an die gebundenen Kunden hilft der Wasserkraft und den erneuerbaren Energien, produktionskostengerechte Einnahmen zu erzielen.
- Unter Anrechnung aller Erträge der Wasserkraft (insb. der Erlöse aus Systemdienstleistungen) und bei Annahme, dass die EICOM gegen Missbräuche effektiv vorgehen kann, wird sich das Preisniveau der meisten Verteilnetzbetreiber mit der neuen Lösung nicht oder nur wenig nach Oben bewegen. In manchen Fällen – bei Verteilnetzbetreibern mit Kernenergie-Beteiligungen – könnten die Beschaffungskosten eher sinken.
- Der Wettbewerb unter den Verteilnetzbetreibern wird gestärkt, wenn alle die gleiche Qualität an die gebundenen Kunden liefern müssen. Verteilnetzbetreiber, die Strom billig am Markt kauften und mit Billigst-Zertifikaten aufwerteten, müssen neu echte Wasserkraft aus Schweizer Produktion kaufen
- Durch die Angebots- und Lieferverpflichtung aus erneuerbaren Energien wird der Atomstrom aus dem bisherigen Verkaufspaket der Verteilnetzbetreiber hinausgedrängt. Sie müssen ihre Produktion am Markt absetzen.
- Die gebundenen Kunden erhalten eine echte Mehrleistung in Form von sauberem Strom. Bisher mussten sie auch Atomstrom zu Gestehungskosten kaufen.
- Die Gebirgskantone erhalten einen neuen, kostendeckenden Absatzkanal für Wasserkraft. Die kostenorientierte Abgeltung der Bewirtschaftung der Speicherseen führt zu einer Verbesserung der Versorgungssicherheit.

Es profitieren

- Die Betreiber der Wasserkraftwerke ab Inkrafttreten, auch wenn nicht die ganze Wasserkraft in das Grundversorgungsmodell abgesetzt wird.
- Die Gebirgskantone. Die bisherigen Wasserzinsen lassen neu überwälzen.
- Die nicht geförderten erneuerbaren Energien. Es ist möglich, dass schon vor 2023 die Mittel zur Finanzierung von neuen Anlagen gänzlich fehlen.
- Atomkraftwerke indirekt: sie profitieren von der wirtschaftlichen Aufwertung der Wasserkraftwerke. Sie und die anderen nichterneuerbaren Energien haben aber keinen Platz mehr im Mix der Kleinverbraucher.

Mit der neuen Zwecksetzung im StromVG („Stärkung der erneuerbaren Energien“) werden auch Vorgaben für neue Marktmodelle gemacht. Massnahmen, die die erneuerbaren Energien schwächen, sind damit eigentlich ausgeschlossen.

Dringliche Klärung offener Fragen

Noch steht der Schulterchluss für die Wasserkraft auf wackligen Beinen. In seinem „Bericht zu den Vorschlägen aus der UREK-N zu Art. 6 und Art. 15 Abs. 2 StromVG“ zu den Vorschlägen der Urek-N macht das Bundesamt für Energie auf ungeklärte Fragen aufmerksam:

- Es sei nicht geklärt, ob der Strom aus einheimischen erneuerbaren Energien physisch bezogen werden muss oder lediglich finanziell abgegolten wird.
„Vorgaben zur vorrangigen Beschaffung können grundsätzlich physisch (Handelsverträge) oder finanziell interpretiert werden. In beiden Fällen soll erreicht werden, dass die Gestehungskosten auch bei Produzenten ohne eigene Endverbraucher durch grundversorgte Endverbraucher getragen werden.“
- Das Bundesamt für Energie zweifelt, „dass durch ein solches Grundversorgungsmodell nachhaltige Investitionen in den schweizerischen Kraftwerkspark ausgelöst werden“ und es „stellen sich für beide Interpretationen erhebliche ökonomische und regulatorische Fragen bzw. es eröffnen sich relevante praktische Probleme im Vollzug.“

„Die eingereichten Anträge benennen zwar konkret den Umfang der Vorränge, ...nicht adressiert werden jedoch die mit einem Vorrang einhergehenden Pflichten.

Muss die Energie vorrangig in die Grundversorgung abgesetzt werden, beschränken sich die Möglichkeiten der Vermarktung ausschliesslich auf den heimischen Markt - der gewinnbringende Einsatz von flexiblen Kraftwerken zur Optimierung im internationalen Grosshandel oder auch die Vermarktung in Systemdienstleistungsmärkten wären in Frage gestellt.

Bei einem finanziellen Ausgleich der Gestehungskosten müsste eine umfangreiche Regulierung und Überwachung der Kraftwerksvermarktung implementiert werden, dies wäre komplex und aufwändig.“

- Zudem ginge die Urek nicht darauf ein, wie der Umfang der Vorränge mit dem Strombedarf in der Grundversorgung (nach Ansicht des BFE heute rund 40 TWh/Jahr) abzustimmen sei. Ungeklärt sei auch, wie die Marktprämie zur Unterstützung der Grosswasserkraft mit dem Grundversorgungsmodell in Einklang gebracht werde.
- Aufgrund der nicht transparenten Datenlage zu Gestehungskosten innerhalb von Lieferantenportfolien sei es dem BFE nur möglich, Kostenfolgen basierend auf durchschnittlichen Gestehungskosten zu *schätzen*. Bei einem Vorrang für Wasserkraft wären die Kostenfolgen von 100 bis 510 Mio. Fr./Jahr zu erwarten.
- Nicht adressiert wird der Umgang mit einer Mehrfachbelastung bei festen Endverbrauchern, die bereits heute die Gestehungskosten ihrer Verteilnetzbetreiber mit Eigenproduktion entrichten.
- Dazu kämen juristische Risiken: Wenn ein „hochkomplexes Modell“ im Gesetz nur mit einem einzigen Satz, der Rest aber auf Stufe Verordnung geregelt werde, *„wäre der verfassungsrechtlich verankerte Grundsatz, wonach die wichtigen bzw. grundlegenden Vorgaben auf Stufe Bundesgesetz zu verankern sind, verletzt. Die Konsequenzen einer Missachtung dieser Vorgaben sind drastisch. Ungenügend im Gesetz abgestützte Verordnungsbestimmungen werden von den Gerichten im Streitfall als gesetzeswidrig und damit als nicht anwendbar erklärt. Vom gewünschten Unterstützungsmodell würde damit voraussichtlich nicht viel übrigbleiben.“*

Das Modell der Urek-N müsste in den kommenden Beratungen präzisiert werden:

- Die Kunden von Verteilnetzbetreibern, die sich bereits heute weitgehend aus einheimischen erneuerbaren Energien versorgen, wären vor neuen Abgaben zu schützen, sonst bezahlen sie doppelt.
- Die Glaubwürdigkeit des Modells ist nur gegeben, wenn die Endverbraucher auch die Herkunftsnachweise erhalten, die sie finanzieren.
- Eine Wirkung auf die Nachfrage hat das Modell nur, wenn eine physikalische Nachfrage nach einheimischen erneuerbaren Energien kreiert wird. rein finanzielle Abgeltungen bergen die Gefahr von Zweckentfremdung der Zahlungen.
- Um die Kaufverpflichtung durchzusetzen braucht es keine neuen Abgaben; es genügt, dass alle Verteilnetzbetreiber dem Regulator die entsprechenden Herkunftsnachweise vorlegen; die EICom müsste dann lediglich prüfen, dass die verrechneten Preise keine überhöhten Margen enthalten.

4. Senkung Wasserzinsen – Vorschläge der Elektrizitätswirtschaft

Streit um Strommarktordnung und Wasserzinsen geht weiter

Die Auseinandersetzungen um die „richtige“ Finanzierung der Strom-Infrastruktur werden bei einem Ja zur Energiestrategie nicht beendet sein:

- Die Marktprämie ist auf fünf Jahre befristet.
- Die übrigen Massnahmen zugunsten der erneuerbaren Energien laufen aus:

Gültigkeitsdauer der Massnahmen im Energiegesetz (Sunset-Klausel Artikel 38)	
Neue Verpflichtungen für Einspeiseprämien	31.12.2022
Einmalvergütung nach Artikel 25;	31.12.2030
Investitionsbeiträge nach den Artikeln 26 und 27;	31.12.2030
Wettbewerbliche Ausschreibungen nach Artikel 32;	31.12.2030
Geothermie-Erkundungsbeiträge und –Garantien nach Artikel 33.	31.12.2030

Abbildung 12 Gültigkeitsdauer der Massnahmen im Energiegesetz

- Die Betreiber der Kernkraftwerke sind mit den Massnahmen im Energiegesetz nicht befriedigt. Darauf deutet der Widerstand der Axpo gegen die Energiestrategie hin, aber auch die Unterstützung des Axpo-Modells durch Repower, FMV, Alpiq usw.

Der Bundesrat wird im neuen Gesetz verpflichtet, dem Parlament bereits bis 2019 ein neues Strommarkt-Design zum Entscheid vorzulegen. Energiegesetz Art. 30 Absatz 5):

„Der Bundesrat unterbreitet der Bundesversammlung bis 2019 einen Erlassentwurf für die Einführung eines marktnahen Modells bis spätestens zum Zeitpunkt des Auslaufens der Unterstützungen für das Einspeisevergütungssystem.“

Entsprechend könnte der Wunsch nach Senkung der Wasserzinsen spätestens mit dem Auslaufen der Marktprämie ab 2023 wieder aufkeimen. Der Bundesrat hat angekündigt, nach der Volksabstimmung vom Mai 2017 will das UVEK eine Vorlage zu den Wasserzinsen in Vernehmlassung schicken. Noch ist nicht bekannt, was er vorschlagen wird.

Gespräche zwischen Branchenvertretern und Gebirgskantonen haben nicht zu einer Einigung geführt, was nicht weiter erstaunt, geht es doch um einen harten Verteilungskonflikt.

Strommarktordnung, Strompreise und Wasserzinsen stehen in einem inneren Zusammenhang. Dabei müssen auch die „politischen Variablen“ beobachtet werden, die in Brüssel preisbestimmend entschieden werden. Insbesondere die Massnahmen zur Neugestaltung des CO₂-Emissionshandels könnten für die Wasserkraft sehr wichtig werden.

Interessen der Gebirgskantone und Stärken der Wasserkraft

Offensichtlich ist das Interesse der Gebirgskantone an einer Regelung, welche die Erträge aus Wasserzinsen nicht schmälert.

Dies ist unter den heutigen Bedingungen bereits ein anspruchsvolles Ziel, denn durch die stetigen Preissenkungen der Windenergie und der Photovoltaik hat die Wasserkraft den Status der billigsten sauberen und für sich einzigartigen Energie verloren.

Auch bei der Speicherung findet der Markteintritt von neuen Techniken, insbesondere Batterien, mit grosser Wucht statt.

Allerdings verfügt die Wasserkraft noch immer über Merkmale, die ihr eine einzigartige Stellung in der regionalen Stromversorgung verschaffen und noch für Jahre zu Wettbewerbsvorteilen führen:

- Die Wasserkraft-Anlagen sind bereits gebaut und brauchen keine neuen Standorte.
- Die Anlagen sind zu einem grossen Teil abgeschrieben und können bei bescheidenem Unterhalt ihren Dienst noch während Jahrzehnten leisten.
- Die Anlagen befinden sich innerhalb der Netzzone Schweiz und stärken in einzigartiger Weise die Versorgungssicherheit des Landes.
- Die Speicherung grosser Energiemengen und die Möglichkeit einer saisonalen Verschiebung von rund 10 TWh Elektrizität kann von allen anderen Energieträgern nicht mit der gleichen Effizienz und zu ähnlich günstigen Kosten geleistet werden.

Atomkraftwerke als neue Anspruchsgruppe

Nicht zu übersehen ist, dass die Betreiber der Kernkraftwerke ebenfalls versuchen, Staatshilfe zu erhalten. Sie erhalten diese bereits in Form fehlender Versicherungspflicht bei Unfällen und ungenügender Kostendeckung der Entsorgungskosten. Das Ansinnen von Axpo und Alpiq könnte sich stark auf die Gestaltung der neuen Marktordnung auswirken und zu Allianzen führen, welche die Interessen der Wasserkraft konkurrenzieren.

Wenn man über Unterstützungsleistungen an die Kernenergie diskutiert, sollte man sich folgendes in Erinnerung rufen:

- Die Kernenergie ist als Bandenergie unflexibel und in einer zunehmend erneuerbaren Stromversorgung zunehmend obsolet.
- Die Kernkraftwerke können auch im Winter ohne weiteres sauber ersetzt werden. Neue offshore-Windkraftanlagen gehen für unter 5 €/kWh ans Netz und sind billiger als die laufenden Kosten der meisten Atomkraftwerke.
- Kein einziges Kernkraftwerk ist angemessen versichert. Die Entsorgung ist mit einer Finanzierungslücke von über 10 Milliarden Franken nicht vorfinanziert.
- Gemessen an den aktuellen Futures-Preisen für Elektrizität von weniger als 3 €/kWh decken die Kernkraftwerke nicht einmal ihre variablen Kosten. Weil die Nachrüstung teuer ist, senkt der Weiterbetrieb die Verschuldung dieser Werke nicht, sondern erhöht sie.

Gebirgskantone müssen sich entscheiden

Viele Gebirgskantone sind mit den Holdings der Kernkraftwerke wirtschaftlich verbunden, weil letztere auch zahlreiche Wasserkraftwerke besitzen, die oft gemeinsam betrieben werden.

Es wird in der neuen Marktordnung einen Verteilungskampf um Geld aus dem Netzzuschlag stattfinden, bei dem die Gebirgskantone entscheiden müssen, welche Techniken ihnen näher stehen – die erneuerbaren Energien inkl. Wasserkraft oder die Kernenergie.

Nicht die Atomkraftwerke, sondern die erneuerbaren Energien sind die natürlichen Partner der Wasserkraft, denn die fluktuierende Produktion aus Wind- und Solarstrom lässt sich mit Wasserkraft besser ergänzen und ist unter dem Strich billiger und sicherer als der teure forcierte Weiterbetrieb hoch betagter Atomanlagen.

Ob angesichts dieses Sachverhalts über die Massnahmen der Energiestrategie und die Vorschläge der Urek-N hinaus noch Handlungsbedarf besteht, in die Marktordnung einzugreifen muss in Frage gestellt werden. Massnahmen für die Kernenergie, wie sie von Axpo, Alpiq, Repower und FMV vorgeschlagen werden (siehe unten), gehen letztlich zu Lasten des Ausbaus der erneuerbaren Energien.

Vorschläge zur Senkung der Wasserzinsen von Swisselectric und SWV

Federführung der Atomlobby

Bemerkenswert an der bisherigen Diskussion über die Wasserzinsen ist die Tatsache, dass die Vorschläge des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbandes (SWV) vor allem von Personen erarbeitet wurden, die gar nicht für den Wasserwirtschaftsverband tätig sind, sondern als «Public Affairs Manager bei Swisselectric» firmieren.²¹ «Swisselectric» ist die Lobby-Organisation der AKW-Betreiber, der nach dem Austritt der BKW (2015) nur die beiden Stromkonzerne Axpo und Alpiq angehören.

Die Positionen zum Wasserzins werden zwar teilweise auch vom Geschäftsleiter des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbandes, Roger Pfamatter, mitgezeichnet, doch lässt die Historie der Vorschläge erkennen, dass nicht der SWV, sondern der Interessenverband «Swisselectric» die Lösungswege vorgezeichnet hat, denen sich dann der SWV und mache kantonalen Kraftwerksgesellschaften auch der Gebirgskantone anschlossen (Repower, FMV).

²¹ Plot/Beer, 2016: «Wege zu einem neuen Strommarktdesign», Artikel von Michel Plot und Michael Beer in: VSE-Bulletin 8/2016, Aarau.

Forderungen von SWV, VSE und Swisselectric

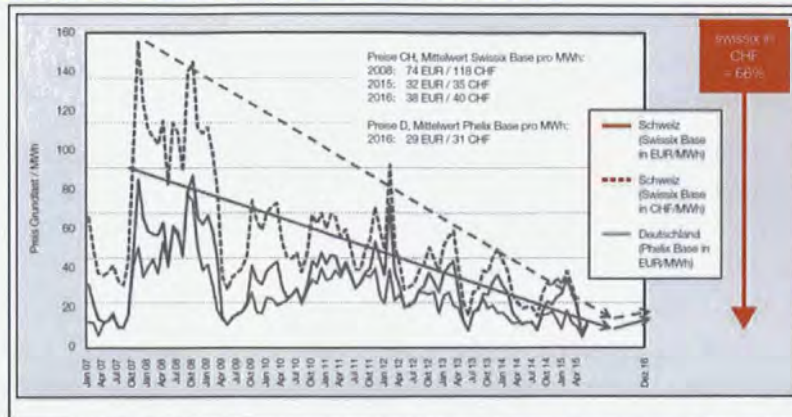


Abbildung 13 Darstellung der Preisentwicklung durchs SWV/VSE

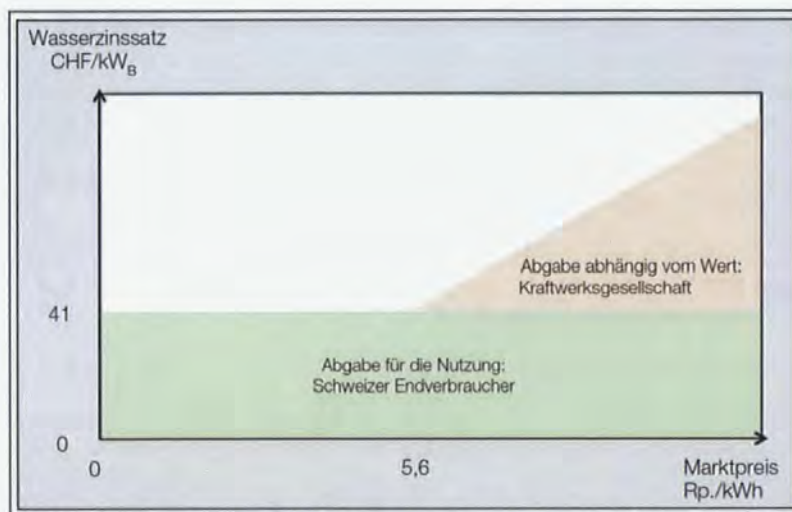


Abbildung 14 Forderung nach einer «Flexibilisierung der Wasserzinsen»

Die Delegation der Lobbytätigkeit an den Wasserwirtschaftsverband und an Swisselectric ist grundlegend problematisch, weil sich die Gesellschaften so instrumentalisieren lassen, Positionen der Atomlobby zu artikulieren, die teilweise in diametralem Widerspruch zu den Interessen ihrer Eigner, der Gebirgskantone stehen.

SWV, VSE und Swisselectric malen ein dramatisches, aber weitgehend realitätsfernes Bild vom Zustand der Wasserkraftwerke:

...bis zur Öffnung des Endkundenmarktes im Jahre 2009 trugen alle Schweizer Endverbraucher die Wasserzinsen als Teil der Gestehungskosten der Wasserkraft solidarisch. Das ist seither nicht mehr möglich: Die Last bleibt stattdessen an den im Markt stehenden Wasserkraftproduzenten hängen, welche die Abgabe in Tiefpreisphasen nicht erwirtschaften können und Verluste schreiben. Damit bricht die ursprüngliche Idee einer Abgabe, die vom Konsumenten an die Standortkantone und –gemeinden bezahlt wird, in sich zusammen. Und die Schweizer Wasserkraft wird übermässig stark mit Abgaben belastet, was deren nationale und internationale Wettbewerbsfähigkeit untergräbt....

Zielführend ist eine Flexibilisierung der Wasserzinse mit einem fixen Teil für die im nationalen Interesse stehende Nutzung der Ressource und einem variablen, marktpreisabhängigen Teil für den betriebswirtschaftlichen Zusatznutzen.²²

Und weiter

Für die einheimische Wasserkraft sind die andauernd tiefen Preise mittlerweile eine existenzielle Herausforderung. Die Wasserkraft gehört zwar zu den kostengünstigsten Technologien der Stromproduktion überhaupt, mit Gestehungskosten von – je nach Standort, Ausführung und Zustand der Anlagen sowie abhängig vom jährlichen Wasserdargebot – zwischen 3 und 10 Rp./kWh.

Aber der Grossteil der Kraftwerke kann diese Kosten am Markt nicht mehr decken. Es fehlen Erträge von durchschnittlich 2 bis 4 Rp./ kWh, was zu gesamtschweizerischen Verlusten in der Grössenordnung von jährlich rund CHF 1 Mrd. führt (Piot, 2015; SWV, 2016). Die Anlagen werden nur deshalb nicht ausser Betrieb gesetzt, weil diese sehr tiefe variable Kosten aufweisen und damit der Stromverkauf einen Deckungsbeitrag an die hohen Kapitalkosten und Abgaben leistet.

Diese dramatischen Angaben stehen in direktem Widerspruch zur Untersuchung von BHP und weiteren Studien, zum Beispiel von Banfi (2004).

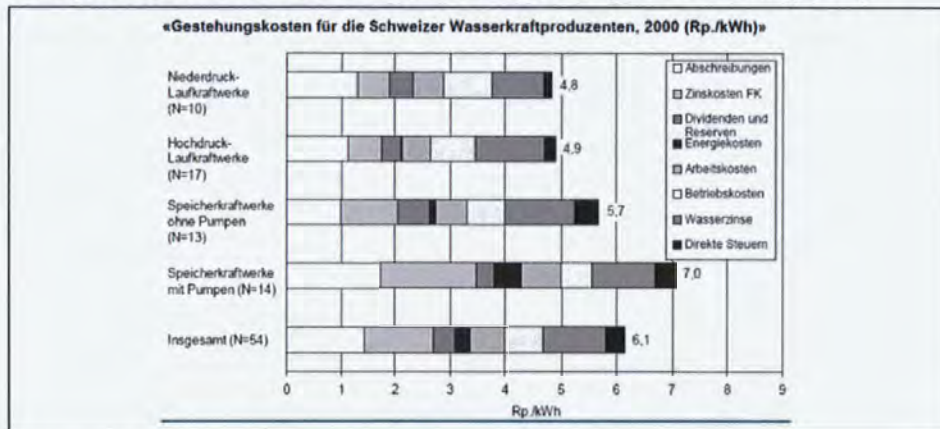


Abbildung 15 Die Gestehungskosten pro Kraftwerktyp und kWh Strom (Quelle: Bundesamt für Energie 2008)²³

Die SWV-Einschätzungen enthalten methodische Fehler:

- Die Not von Alpiq und Axpo rührt nicht aus dem Verkauf von Wasserkraft, sondern aus dem unwirtschaftlichen Weiterbetrieb von Kernkraftwerken, namentlich Beznau und Leibstadt mit hohen spezifischen Kosten, langen Stillstandzeiten und teurer Nachrüstung.
- Die Wasserkraftwerke müssen ihren Strom nur zu einem geringen Teil am Markt verkaufen. Viele Partnerwerke verfügen über Endkunden, die einen Preis bezahlen, der ca. 2 Rp/kWh Marge generiert.²⁴
- Viele Wasserkraftwerke definieren ihre Kosten so, dass auch Dividenden und Verzinsung des Eigenkapitals zu den „Gestehungskosten“ hinzugerechnet werden. Dabei handelt es sich aber nicht um Kosten, sondern um interne Verrechnungspreise, welche die Eigner oder die Mutterhäuser querfinanzieren.

²² Sonderdruck „Wasserzinsregelung ab 2020“, herausgegeben von Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband (SWV), Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE), swisselectric (Wasser, Energie, Luft 1/2017)

²³ Bundesamt für Energie: Grundlagen Wasserzinspolitik, Ökonomische Überlegungen, Schlussbericht 28. Oktober 2008, Seite 46

²⁴ Siehe die Ausführungen des Gutachtens BHP weiter oben.

- Die meisten Wasserkraftwerke verzichten wegen der Marktlage auf Investitionen und Modernisierung. Bei gleichzeitig sehr tiefen Zinsen sind ihre Gesteungskosten dadurch deutlich gesunken, werden aber nicht offengelegt.
- Die Marktprämie und die Investitionsbeiträge, die in der Energiestrategie beschlossen wurden, sind vom SWV nicht berücksichtigt.
- Die Erträge aus Systemdienstleistungen und Stromhandel werden ebenfalls nicht berücksichtigt.
- Ein Teil der Wasserkraft wird nach Italien verkauft, wo ein höheres Preisniveau erzielt wird.
- Arbitragegeschäfte zwischen mit Stromimporten und –Exporten zwischen Nord und Süd liefern noch immer hohe Gewinne.

Tatsache ist somit, dass die Wasserkraftwerke wesentlich höhere Erlöse liefern als von den Betreibern behauptet. Bevor über neue Leistungen oder eine Absenkung der Wasserzinsen entschieden wird, müssten die Betroffenen volle Transparenz über die wirklichen Verhältnisse einfordern.

Vorschlag des SWV: von 550 auf 205 Mio. CHF Wasserzinsen

Der Schweizerische Wasserwirtschaftsverband schlägt vor, die Wasserzinsen von derzeit 110 CHF/kW (entsprechend 1,6 Rp/kWh) auf 41 CHF/kW zu senken und durch eine flexible Gewinnablieferung zu ergänzen, die bei einem Marktpreis von 5,6 Rp/kWh einsetzt.

Der variable Teil der Formel ist so formuliert, dass er den Gebirgskantonen bei der heutigen Marktlage kaum Einnahmen verschaffen kann.

Die Neuregelung hätte bis auf weiteres zur Folge, dass der fixe Ertrag aus Wasserzinsen um 345 Mio. CHF von 550 Mio. CHF auf 205 Mio. CHF absinken würde (minus 63%).

Die Senkung der Kostenbasis der Wasserkraftwerke müsste aber mindestens theoretisch den gebundenen Kunden weitergegeben werden und würde den Stromkonzernen bei einem korrekten Vorgehen kaum Mehreinnahmen verschaffen.

Vorschläge der Stromkonzerne für eine neue Marktordnung

	Grundversorgungsmodell (Alpiq / Axpo)	VKMM (Axpo)	BKW Kapazitätsmarkt	BKW Verfügbarkeitsmarkt
Förderobjekt	Wasserkraft	einheimische CO2-freie Techniken inkl. Kernkraft	technologieneutral	technologieneutral
Zuweisungsverfahren	Administrativ	wettbewerblich innerhalb eines abgeschotteten Marktes	wettbewerblich	wettbewerblich
Verpflichtungen	Abnahmepflicht Kleinkunden + Grundversorgungsprämie analog Netzzuschlag, evtl. mit Rückzahlung (Contract for difference)	Kaufzwang Herkunftsnachweis CH	Kapazitäten (mit Produktionsfähigkeit im Winter)	Energieverfügbarkeit (mit Produktionsfähigkeit im Winter)
Mittelherkunft	Kaufzwang und Zusatz-Abgabe nur für gebundene Kleinverbraucher	alle Endverbraucher	Endverbraucher	Endverbraucher
Zeitraum	2018-2022	ab 2023	ab 2023	ab 2023
Kostenschätzung	total ca. 2.5 Rp./kWh davon 1.6 bis 1.8 Rp/kWh aus Kaufzwang, dazu ca. 0.7 Rappen aus Prämie	2 Rp/kWh	0-2 Rp/kWh	0-0.05 Rp/kWh
Einnahmen pro Jahr	ca. 650 Mio. CHF	500-600 Mio. CHF	0-1200 Mio.	0-30 Mio. CHF

Abbildung 16 Reformvorschläge der Stromkonzerne in der Übersicht

Axpo, Alpiq und BKW sind im Februar und März 2017 mit eigenen Fördermodellen an die Öffentlichkeit getreten. Weitere Stromgesellschaften aus Graubünden, Wallis und Tessin (Repower, FMV, AET) figurieren ebenso auf dem Kopf des Axpo-Papiers und scheinen sich dieser Positionierung anzuschliessen.

Die Exponenten der Elektrizitätswirtschaft operieren mit einer Vielzahl unterschiedlicher Modelle. Unter den neuen Vorschlägen überzeugt nur das Modell der BKW durch eine minimale Kohärenz, indem es die Systemrelevanz der Wasserkraft thematisiert und für systemdienliche Leistungen neue, durchaus berechnete Abgeltungen verlangt.²⁵

Grundversorgungsmodell von Alpiq

Das im Axpo-Papier skizzierte Grundversorgermodell²⁶ will die gebundenen Kleinkunden unter eine zusätzliche Zahlungspflicht stellen, und dies in einem doppelten Sinne:

- Zum einen soll der Strombezug der gebundenen Kunden ganz aus inländischen erneuerbaren Energien stammen, womit die Überwälzung von Geste-

²⁵ Siehe dazu auch: Rudolf Rechsteiner: Was können die Gebirgskantone tun für eine faire Nutznießung am Wert der Wasserkraft? Referat an der Delegiertenversammlung der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) vom 20. März 2018

²⁶ Wortlaut der vorgeschlagenen Gesetzesänderungen im Anhang

hungskosten aus der Wasserkraft auch für jene Kleinkunden obligatorisch wird. Dieser Teil des Vorschlags hat Ähnlichkeiten mit dem Antrag der Urek-N.

- Darüber hinaus sollen die Verteilnetzbetreiber eine *Grundversorgungsprämie* erheben, um „die nicht gedeckten Gestehungskosten von Wasserkraftanlagen zu decken.“ Hintergedanke dieses zweiten Absatzes ist wohl, dass der Kaufzwang allein noch nicht ausreicht, die Kosten der Wasserkraft abzudecken. Die Abgabe belastet wiederum nur die gebundenen Kunden.

Das Grundversorgungsmodell der Alpiq geht damit viel weiter als der Antrag des Ständerates und der Urek-N und als der Ständerat.²⁷

Akteur	Inhalt	Folge
Bundesgericht	Kleinkonsumenten sollen anteilig von tiefen Marktpreisen profitieren (StromVG Art.6 Absatz 5)	Durchsetzung Durchschnittspreismethode gemäss Art 6 Abs.5 StromVG (Billige Zukäufe vom Markt für die Grundversorgung müssen billig weitergegeben werden. Reduktion der Einnahmen der Verteilnetzbetreiber mit Wasserkraft und Kernenergie)
Ständerat	Streichung StromVG Artikel 6 Abs. 5	Durchschnittspreismethode wird aufgehoben. Gestehungskosten auf Strom aus eigener Produktion können prioritär (bis zu 100%) den gebundenen Kunden aufgebürdet werden.
Urek-N	Kaufpflicht für erneuerbare Energien	Betrifft gesamte Grundversorgung und alle ungeforderten erneuerbaren Energien, nicht bloss Wasserkraft
Grundversorgungsmodell	<u>Alle</u> Kleinverbraucher werden gezwungen, Strom aus erneuerbaren Energien aus dem Inland zu kaufen. Darüber hinaus erheben die Verteilnetzbetreiber eine Abgabe zur Finanzierung von Wasserkraft.	Die Kaufpflicht zwingt auch die Verteilnetzbetreiber ohne eigene Wasserkraft, einheimische Wasserkraft zu kaufen. Darüber hinaus sollen alle gebundenen Bezüger in der Grundversorgung eine Wasserkraft-Abgabe bezahlen, aus der die anderen erneuerbaren Energien nichts erhalten sollen.

Konfliktlinien beim Grundversorgungsmodell

- a) Die kleinen, gebundenen Kunden werden stärker belastet als bisher und als die Grossverbraucher. Der Kaufzwang für erneuerbare Energien aus der Schweiz trifft Haushalte und Kleinbetriebe, nicht aber mittelgrosse Betriebe und grosse Unternehmen oder die öffentliche Hand.
- b) Die einzuführende neue Abgabe auf dem Endverbrauch trifft nur die gebundenen Kunden. Die Abgabe wird nicht beziffert. Das Modell funktioniert ähnlich wie der Netzzuschlag, ohne dass die Verwendung der Abgabe geklärt ist:
 - Einerseits sollen die „Betreiber der Wasserkraftwerke“ das Geld bekommen, aber diese könnten das Geld für andere Zwecke verwenden.
 - Die Verteilung der Leistungen gestaltet sich schwierig, weil die Gestehungskosten der Wasserkraftwerke heterogen und intransparent sind. Wie wird man mit einem Portfolio umgehen, das insgesamt rentabel, bei einzelnen Kraftwerken aber unrentabel produziert?
 - Die Zahlungen an die Betreiber werden gemäss Text bedingungslos geleistet. Die Investitionen werden finanziert, müssen aber nicht zwingend ausgeführt werden. Der Transmissionsriemen zwischen Betrei-

²⁷ Streichung Artikel 6 Absatz 5 Stromversorgungsgesetz als Teil des Pakets Netzstrategie

ber (=Empfänger der Hilfe) und den Wasserkraft-Gesellschaften (=Investor bei Modernisierungen) ist ungeklärt.

- Die suggerierte Rückzahlung der Beiträge bei hohen Marktpreisen ist nicht konkretisiert. Hier liegt der Teufel im Detail, wenn nicht die Wasserkraftwerke, sondern die Partnerwerke hohe Gewinne erwirtschaften. Diese Gewinne können auch aus anderen Tätigkeiten herrühren und die Kausalitäten werden nicht nachzuweisen sein. Mit Sicherheit werden sich Stromkonzerne gegen eine Ablieferung von Gewinnen wehren, solange sie mit Kernkraftwerken Verluste schreiben.
- Das Gebot, wonach einheimischer Strom aus bestehenden Kraftwerken zwingend eingekauft werden muss, ist nicht vereinbar mit den Spielregeln der EU, welche eine Pflicht für den Kauf von Zertifikaten für Neuanlagen kennt, nicht aber für Altanlagen einer bestimmten Technologie (Wasserkraft).²⁸ Die EU und die WTO könnten diese Bevorzugung als Diskriminierung ansehen.²⁹

Im Bericht des BFE heisst es dazu:

Aufgrund des internationalen Handelsrechts müssen die gleichen Bedingungen für die inländische und ausländische Produktion von erneuerbaren Energien gelten. Die Pflicht zur Nicht-Diskriminierung ist ein Grundprinzip des internationalen Handelsrechts (WTO, Freihandelsabkommen (FHA) zwischen der Schweiz und der EU sowie weitere Freihandelsabkommen). Elektrizität gilt im WTO-Recht als einheitliche Ware mit identischen physikalischen Eigenschaften. Die Ungleichbehandlung gleichartiger Produkte gestützt auf nicht produktbezogene Produktionsmethoden verstösst nach herrschender Lehre gegen das GATT. Ob sich die Ungleichbehandlung von „grünem“ und „grauem“ Strom gestützt auf den Ausnahmereartikel XX GATT als umweltpolitisch motivierte Massnahme rechtfertigen liesse, ist fraglich. Grundvoraussetzung dafür ist, dass für den im Inland erzeugten und den importierten Strom das gleiche Regime gilt; auch darf die Massnahme keine verschleierte Beschränkung des internationalen Handels bewirken.³⁰

Das Versorgungs- und Klimamarktmodell (VKMM) der Axpo

Mit dem „VKMM“ (Versorgungs- und Klimamarktmodell) setzte die Axpo der Energiestrategie eine „Alternative“ gegenüber, bevor am 21. Mai 2017 die Volksabstimmung durchgeführt war. Die Axpo will mit ihrem Modell einen neuen, starken Interventionismus, der viel weiter geht als alle Vorschläge des Parlaments.

Ziel ist die Rentabilisierung der gesamten „CO₂-freien Produktion“ mittels CO₂-Abgabe auf sämtlichem Strom aus dem Ausland. Auch Stromimporte aus erneuerbaren Energien mit Herkunftsnachweis sollen verteuert werden, obschon CO₂-frei (!).

Konkret will die Axpo eine Kaufpflicht mittels neuen Herkunftsnachweisen für CO₂-freien Strom, der sowohl den Atomstrom wie auch die Wasserkraft umfasst.

Die CO₂-Abgabe getarnte Abgabe ist in Wirklichkeit ein Schutzzoll, der einen generellen Preisanstieg in der Schweiz in den importstarken Wintermonaten zum Ziel hat und damit zu einer starken, fast exklusiven Begünstigung der Kernenergie führen würde (denn die Wasserkraft und die Photovoltaik erzielen ihre Produktionsspitzen im Sommer).

²⁸ So funktioniert das schwedische Zertifikate-Modell, siehe <http://www.res-legal.eu/search-by-country/sweden/single/s/res-e/t/promotion/aid/quota-system-1/lastp/199/>

²⁹ Bundesamt für Energie: Auslegeordnung Strommarkt nach 2020, Bericht zu weitergehenden Massnahmen für bestehende Kraftwerke und Erneuerbare Energien, 23. Dezember 2016, Seiten 8,

³⁰ Ders. S. 27

Im Axpo-Modell Stützung steigen die Strompreise fast doppelt so stark an wie in der Energiestrategie: um geschätzte 1,3 Rp/kWh bei einem Abgabebetrag von (im Jahresdurchschnitt gemittelten) 550 Mio. CHF.

Die CO₂-Abgabe auf Stromimporten fällt mit rund 2 Rp/kWh höher aus als in allen anderen Konzepten. Der Zweck dieser Übung ist offensichtlich: man will nicht nur die Kernenergie fördern, sondern möglichst auch verhindern, dass die Kunden der Abgabe mit einer eigenen Photovoltaik-Anlage ausweichen können.

Konfliktlinien des Axpo-Modells

- Das Modell spült nicht den Wasserkraftwerken, sondern den Stromkonzernen Geld in die Kasse.
- Die Verwendung der Einnahmen für Investitionen ist nicht gewährleistet. Die Zusatzeinnahmen dienen weitgehend der Defizitdeckung der Kernkraftwerke und sollen entsprechend zweckentfremdet werden.
- Die Finanzierung der Kernkraftwerke über eine neue Abgabe untergräbt die Stützung der Wasserkraft. Für Wasserkraft scheint eine Mehrheit der Bevölkerung eher bereit zu bezahlen als für alte Kernkraftwerke. Die Akzeptanz für ein gemischtes Modell dürfte kaum gegeben sein.
- Die Verteuerung der inländischen Strompreise würde auch die Grossverbraucher treffen, denn die gebundenen Kunden mit Wasserkraft erfüllen bereits die Anforderungen des Modells und könnten dank eigener Wasserkraft der Abgabe mindestens teilweise ausweichen.
- Ein grosser Teil der Wirtschaft, besonders die energieintensive Betriebe, würde wohl nicht bereit sein, für alte Kernkraftwerke Mehrkosten hinzunehmen. Die guten systembedingten Argumente, die Wasserkraft erhalten und zu stützen, werden durch den Einbezug der Kernkraftwerke entwertet.
- Darüber hinaus würden die Überkapazitäten und damit die tiefen Preise am Markt mit den Stützungsmaßnahmen weit in die Zukunft fortgeschrieben, weil trotz Zubau an erneuerbaren Energien die Kernkraftwerke nicht vom Netz genommen würden. Durch die tiefen Preise ohne Rückbau von Kapazitäten verschlechtert sich die Finanzlage der Wasserkraftwerke.
- Die Modelle der Axpo, die die Kernkraftwerke schützen, sind nach Ansicht des Bundes weder WTO-tauglich, noch EU-kompatibel (siehe die Zitate des BFE weiter oben)³¹.
- Der Import von sauberem Strom – selbst aus eigenen Anlagen im Ausland – wäre für Verteilnetzbetreiber nicht mehr interessant. Obschon diese Windfarmen und Solarfarmen in ganz Europa besitzen, die mehr als ein grosses Kernkraftwerk produzieren, könnte dieser saubere Strom wegen des Schutzzolls nicht mehr importiert werden. Damit entgehen auch Portfolio- und Synergieeffekte, die aus einer Stromerzeugung mit grossem Perimeter zu erwarten sind.
- Der Kaufzwang für Atomstrom verbessert die Versorgungssicherheit nicht, denn die risikobehafteten Anlagen stehen zunehmend oft ausser Betrieb und leiden unter hohen Kosten.

³¹ Bundesamt für Energie: Auslegeordnung Strommarkt nach 2020, Bericht zu weitergehenden Massnahmen für bestehende Kraftwerke und Erneuerbare Energien

Das Marktmodell der BKW

BKW (Bernische Kraftwerke) verfolgt einen deutlich anderen Ansatz als Alpiq und Axpo. Es geht ihr auch um zusätzliche Einnahmen für die Produzenten von Elektrizität, angesichts des „missing money“-Problems in offenen Strommärkten.

BKW schafft aber mit den neuen Abgeltungen für Kraftwerke wenigstens auf dem Papier wirksame Anreize, die die Systemdienlichkeit erhöhen. Die Entschädigungen sollen die Bereitstellung und Vorhaltung von Leistung und Energie im offenen Markt ermöglichen und dadurch die Versorgungssicherheit verbessern.

Im Argumentarium der BKW (abgedruckt im Anhang) finden sich viele akkurate Aussagen, weshalb solche Kapazitätsmärkte Sinn machen.

An einer zusätzlichen Finanzierung von Kernkraftwerken scheint BKW nicht vorrangig interessiert, weil das BKW-eigene Kernkraftwerk 2019 ohnehin geschlossen wird. Bezüglich Versorgungssicherheit heisst es:

Kritische Versorgungssituationen könnten sich in der Schweiz v.a. gegen Ende des Winters einstellen, wenn die Speicherseen wegen geringer Wasserverfügbarkeit oder besonders attraktiver Preisentwicklung in den frühen Wintermonaten weitgehend geleert sind und gleichzeitig die Nachbarländer (z.B. aufgrund anhaltender Kältewelle, hohem Stromverbrauch und geringer Produktion der Erneuerbaren) kaum oder nur sehr beschränkt Strom exportieren können....

Kritisch ist generell die Fähigkeit, ausreichend Energie im Winterhalbjahr zu produzieren.

Die ES 2050 sieht keine Massnahmen zur Stabilisierung der Versorgungssicherheit vor. Sie fokussiert auf den Ausbau der PV, die aber gerade im Winter unterdurchschnittlich produziert. Daneben geht die ES 2050 pauschal davon aus, dass die Marktakteure in neue und bestehende Kraftwerke investieren und/oder dass Nachbarländer fähig sind, auch in kritischen Situationen zu exportieren. Im aktuellen Marktcontext geben die tiefen Preise aber keine adäquaten Investitionsanreize.

Die mangelnden Reinvestitionsanreize bei der Wasserkraft sind nicht nur aus Gründen der Versorgungssicherheit kritisch, sondern auch mit Blick auf das Ziel, erneuerbare Energien auszubauen.

...Die EU-Kommission lässt solche Instrumente [gemeint sind Kapazitätsmärkte] zu, solange sie marktbasierend sind und dadurch Mitnahmeeffekte und Wettbewerbsverzerrungen minimiert werden. Ungeachtet dessen entfalten Kapazitätsmärkte grenzüberschreitende Effekte im Strommarkt, sogenannte Externalitäten. Schliesslich soll ein Kapazitätsmarkt für längerfristig ausreichend Kraftwerkskapazitäten sorgen, damit im Spotmarkt keine Knappheitssituationen mit potenziell sehr hohen Preisen (oder gar Angebotslücken) entstehen. Das Verhindern solch potenzieller Preisspitzen reduziert die Preisvolatilität und gleichzeitig das mittlere Preisniveau. Die mit den Kapazitätsmärkten einhergehenden tieferen Spotmarktpreise übertragen sich auch auf die Schweiz: Da der Strompreis im Schweizer Spotmarkt praktisch jederzeit durch die Nachbarländer bestimmt wird, werden diese preissenkenden Effekte faktisch «importiert». Dadurch resultieren Nachteile für Schweizer Kraftwerke: Ihre Erträge aus dem Strommarkt sinken; umgekehrt erhalten sie – im Gegensatz zu den Anlagen im benachbarten Ausland – keine Erträge aus einem Kapazitätsmechanismus. Die ausländischen Kapazitätsmärkte machen daher (Re-) Investitionen in Schweizer Kraftwerke zusätzlich unattraktiv.

BKW schreibt den Kapazitätsmärkten positive Eigenschaften zu:

Aufgrund der Herausforderungen für die schweizerische Versorgungssicherheit, den Anpassungen in den benachbarten Marktstrukturen und den damit verbundenen preissenkenden Effekten braucht es auch in der Schweiz eine Debatte um ein zukunftsfähiges Marktmodell. Abgeleitet aus der obigen Analyse

können folgende Schweiz-spezifischen Anforderungen an ein solches gestellt werden:

- **(Re-) Investitionen:** Das Modell trägt zur langfristigen Versorgungssicherheit (Generation Adequacy) bei, indem es effektive (Re-) Investitionsanreize für den Erhalt der Wasserkraft sowie den Ersatz wegfallender KKW schafft. Dabei sollten die (Re-) Investitionen v.a. mit Fokus auf die Produktionsfähigkeit in den Wintermonaten vorgenommen werden.
- **Kraftwerksverfügbarkeit:** Das Modell trägt zur kurzfristigen Versorgungssicherheit (System Security) bei, indem es Anreize zur Produktions- bzw. Speicherverfügbarkeit v.a. während kritischer Monate Ende Winter vermittelt.
- **Marktlicher Mechanismus:** Die Ermittlung und Allokation von Auszahlungen an Kraftwerke erfolgen auf Basis eines marktlichen Mechanismus. Dadurch sollen die hinsichtlich Versorgungssicherheit effizientesten Technologien gefördert und Mitnameeffekte minimiert werden.
- **EU-Kompatibilität:** Das Modell ist mit den Regeln des EU-Binnenmarktes kompatibel und kann im Rahmen eines bilateralen Stromabkommens und einem vollständig geöffneten Strommarkt weitergeführt werden. Dies erhöht die Rechts- und Investitionssicherheit für Kraftwerksbetreiber.
- **Back-up-Kraftwerke:** Auszahlungen an Kraftwerke erfolgen unabhängig von der effektiven Produktion. Dies verhindert einerseits Verzerrungen bei der Preisbildung im Spotmarkt, andererseits lassen sich auch Kraftwerke mit wenig Produktion aber einer Versicherungsleistung für das Gesamtsystem finanzieren.
- **Adaptierfähigkeit:** Auszahlungen passen sich an veränderte Marktbedingungen (erwartete steigende / sinkende Marktpreise) an, so dass Mitnameeffekte verhindert werden bzw. Investitionsanreize erhalten bleiben.

Tatsächlich hat die BKW damit die Schwächen des heutigen Stromversorgungsgesetzes gut charakterisiert. Es regelt den Zubau von neuen Kapazitäten ungenügend und trifft keine ausreichenden Vorkehrungen gegen Strom-Engpässe, wie im nächsten Abschnitt gezeigt wird.

5. Fehlende Anreize zur Reservehaltung gefährden Versorgungssicherheit

Versorgungsengpass im Winter 2015/2016

Im Winter 2015/2016 wurden erstmals seit Beginn der Marktöffnung Engpässe im Schweizer Stromnetz bekannt gemacht. Die ElCom hat die Ursachen in einem Bericht ausführlich dokumentiert.³²

- Im Herbst 2015 entnahmen die Kraftwerksbetreiber „in überdurchschnittlichem Ausmass“ Wasser aus den Speicherseen, um Ausfälle bei den Kernkraftwerken und den Lauf-Wasserkraftwerken zu kompensieren, und sie profitierten dabei von einem überdurchschnittlich hohen Preisniveau.
- Deshalb „entleerten sich die Speicherseen entsprechend, so dass aufgrund der antizipierten Netzengpässe ein Versorgungsengpass für den weiteren Verlauf des Winters in Betracht gezogen wurde.“

Am 2. Dezember 2015 warnte Swissgrid offiziell mit einer Medienmitteilung, „aufgrund der Nichtverfügbarkeit der Kernkraftwerke Beznau I und II und aufgrund einer geringeren Einspeisung der Laufwasserkraftwerke“ sei von einer angespannten Energie- und Netzsituation auszugehen.³³

Was die Mitteilung von Swissgrid allerdings verschwiegen und was erst die ElCom in ihrem Bericht im Juni 2016 offenlegte, waren der Ausfall von Kernkraftwerken und die niedrige Einspeisung der Laufwasserkraftwerke nicht der einzige Grund für die Entstehung der Engpässe. Vielmehr stellte die ElCom fest, dass Swissgrid selber die Versorgungssicherheit aufs Spiel setzte, indem sie durch Stilllegung von Stromleitungen ins Ausland Netzengpässe schuf. Die ElCom berichtet, dass „einige bereits geplante Ausserbetriebnahmen (Netzausbau und Unterhalt), eine Net Transfer Capacity-Reduktion notwendig machten...Dadurch sah sich Swiss-grid gezwungen, die Importkapazität von Deutschland und Österreich sukzessive zu reduzieren.“³⁴

„Demgegenüber“, so hielt die Elcom fest, „bewegte sich die Exportkapazität Richtung Italien im üblichen Rahmen. Soweit möglich wurde die Exportkapazität auf dem maximalen Wert von rund 4000 MW belassen, Ausnahmen bilden die deutlich sichtbaren Kapazitätsreduktionen während Feiertagen in Italien (Allerheiligen, Weihnachtsfeiertage, Ostern).“³⁵

Die Ursache der Versorgungsschwierigkeiten waren demgemäss selbst verschuldete Netzengpässe und Streben nach Gewinnmaximierung angesichts hoher Erlöse im Ausland; wegen der hohen Preise im Herbst 2015 wurde bereits eine vorzeitige Leerung der Staubecken veranlasst.

³² Schweizerische Elektrizitätskommission: [Versorgungssicherheit Winter 2015/16](#), Bericht der ElCom, Bern, Juni 2016

³³

https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/current/media/media_releases/media_releases_2015/02_12_2015_01.html

³⁴ ElCom 2016, Seite 9

³⁵ ElCom 2016, Seite 10

Die EICom schrieb die Schuld teils Swissgrid, teils den Betreibern der Wasserkraftwerke zu.³⁶

- *Ungenügendes Reporting der Leistungsvorhaltung durch Swissgrid*
- *Unterhaltsarbeiten und Einschränkung der Netzanbindung nach Deutschland exakt während der Importsaison, bei ungeschmälerter Fortsetzung der Lieferungen nach Italien;*
- *Fehlende Reservierungen und fehlende Priorisierung des einheimischen Stromverbrauchs*
- *verspätete Bereitstellung von Kuppeltransformatoren 380/220 kV*
- *Verlängerter Stillstand der Atomreaktoren Beznau 1 und Beznau 2*

Die EICom zog daraus keine grundlegenden Konsequenzen, sondern verharmloste die Begebenheit:

„Für die Versorgungssituation wie im Winter 2015/2016 hat sich die Stromversorgungsgesetzgebung als ausreichend stabil erwiesen, so dass aktuell kein Handlungsbedarf auf Gesetzesebene festzustellen ist.“³⁷

Versorgungsengpass im Winter 2016/2017

Schon ein Jahr später wiederholte sich die Szenerie mit sehr ähnlichen Abläufen. Im Winter und Frühjahr 2016/17 erhöhten sich die Preise wiederum wegen stillstehenden Atomkraftwerken in Frankreich und in der Schweiz.

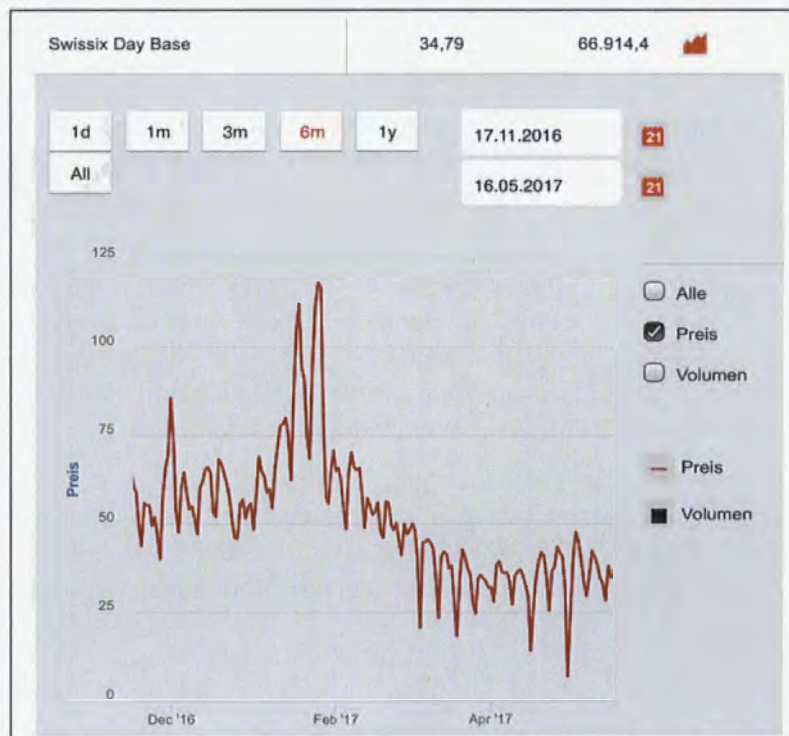


Abbildung 17 Swissix day base Notierungen zwischen November 2016 und Mai 2017 (Grafik: EEX)

³⁶ Schweizerische Elektrizitätskommission (EICom): [Versorgungssicherheit Winter 2015/16](#), Bericht der EICom, Bern, Juni 2016

³⁷ EICom 2016, Seite 17

Die Schweizerische Handelszeitung berichtete darüber so:³⁸

„Bis zu 19 Rappen pro Kilowattstunde wurden in den letzten Wochen an der Strombörse bezahlt.... Und die Schweizer Kraftwerke produzierten. Alleine in der Woche bis zum 22. Januar haben sie 7 Prozent der gesamten Speicherkapazität durch ihre Turbinen gejagt. Danach waren die Seen nur noch zu einem Drittel gefüllt.“

Grund für die hohen Preise war die aussergewöhnliche Konstellation aus extrem tiefen Temperaturen und den vielen Atomkraftwerken, die nicht produzierten. Der Strom wurde in ganz Europa knapp. Nicht nur steht in Frankreich, wo 40 Prozent der Haushalte elektrisch heizen, ein Fünftel der Kraftwerke still. Auch die Schweizer AKW liefern teilweise nichts: Mit Beznau 1 und Leibstadt fehlt derzeit fast die Hälfte des Schweizer Atomstroms.

Die Situation brachte auch die Netzbetreiberin Swissgrid an Grenzen. Zwar betont Sprecher Patrick Mauron, die Versorgungssicherheit sei nie gefährdet gewesen. Zeitweise musste Swissgrid aber stark eingreifen und viel Reserveenergie abrufen, um das Netz stabil zu halten. Etwa am 20. Januar, als zwei Stunden lang das grosse Wasserkraftwerk Grande Dixence ausstieg – ausgerechnet zwischen 7 und 9 Uhr, wenn Preise und Nachfrage hoch sind.

Swissgrid musste auf die letzten verfügbaren Reserven mit Preisen von bis zu 10 Franken pro Kilowattstunde zugreifen. «Da wurden selbst Notstromaggregate in Spitälern angeworfen», sagt Stromhändler Andreas Tresch von Enerprice. «So etwas kommt vielleicht drei Mal pro Jahr vor.»

Am Stromkongress vom 12. Januar hatte Bundesrat Guy Parmelin in einer Rede zum Thema Blackout noch der Branche ins Gewissen geredet und sie dazu aufgefordert, ihr Risikomanagement zu «überarbeiten und zu intensivieren». Generell habe die Einstellung zugenommen, nur noch von Tag zu Tag zu planen, mahnte der Verteidigungsminister. Diese Haltung habe in allen Branchen zu einer Reduktion von Reserven und Vorräten geführt.

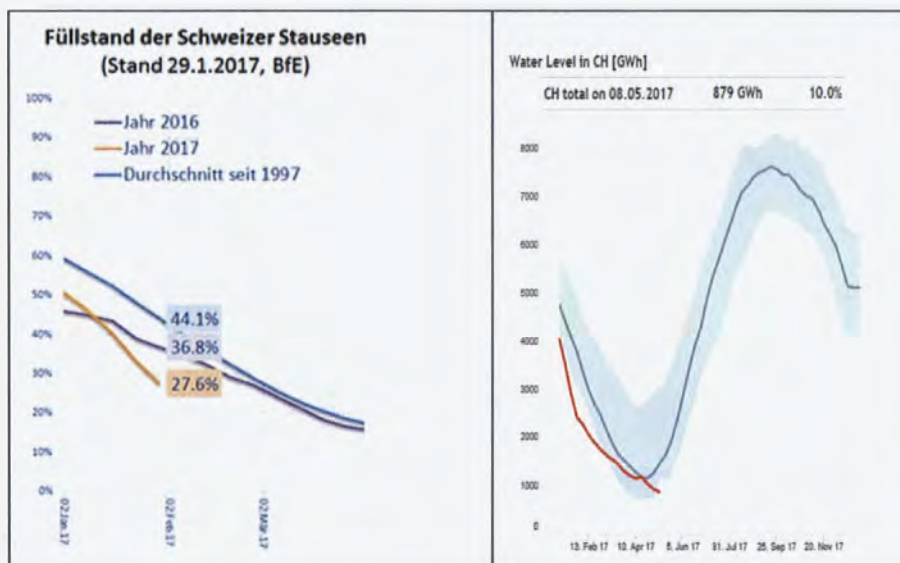


Abbildung 18 und 19 Füllstand der Speicherseen im Mehrjahresvergleich (Quelle: Handelszeitung a.a.O., Swissgrid)³⁹

Die angespannte Versorgungslage im Frühjahr 2017 lässt sich am geringen Füllstand der Speicherseen zu erkennen. Ende Mai 2017 sanken die Speichervorräte auf den tiefsten Stand seit vielen Jahren.

³⁸ <http://www.handelszeitung.ch/konjunktur/schweiz/blackoutgefahr-bei-schweizer-stauseen-1331968>

³⁹ https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/reliability/winter_planning.html

Ohne die verlässlichen Lieferungen aus der Europäischen Union wäre die Schweiz in Sachen Versorgungssicherheit ausverkauft.

Das Management ausreichender Kapazitäten aber einfach den Nachbarn zu delegieren, mag angesichts der europäischen Überkapazitäten preislich sehr interessant sein. Doch steigen damit die Versorgungsrisiken enorm.

Die ungenügende Energie- und Leistungsvorhaltung durch Swissgrid und das offensichtlich fehlende Instrumentarium zur Vorhaltung einer ausreichenden Energiereserve sollte die Politik alarmieren. Ein System, das nur noch die Gewinnmaximierung am Markt zum Ziel hat und die Versorgungssicherheit nicht aktiv sicherstellt, wird eines Tages zum Totalausfall kommen. Und die Kosten eines Blackouts in der Schweiz sind mit Sicherheit höher als die Kosten einer aktiven Vorsorge inkl. Pflichtlager für Speicherseewasser.

Die Ursachen von Stromversorgungskrisen können mannigfaltig sein.

Bei einem Unfall in einem französischen Kernkraftwerk geht die Aufsichtsbehörde davon aus, dass es dazu kommen kann, dass eine ganze Bauserie alter Kernkraftwerke ausser Betrieb genommen wird. Eine ähnliche Situation ist bei einem Unterbruch von russischen Gaslieferungen möglich, denn die europäische Erdgas-Produktion ist seit Jahren rückläufig.

Die Schweiz täte gut daran, die Reserven der einheimischen Speicherseen mit etwas mehr Bedacht zu bewirtschaften. Es kostet nicht sehr viel, akute Versorgungsrisiken vorzubeugen. Dass defizitäre Stromkonzerne freiwillig auf Gewinne verzichten, ist in der heutigen Marktlage nicht zu erwarten.

Eine ausreichende Reservehaltung als Vorsorge gegen Stromausfälle kann nur gewährleistet werden, wenn die entsprechenden finanziellen Anreize geschaffen werden, damit die Betreiber der Wasserkraftwerke für entgangenen Gewinn entschädigt werden.

Abgeltung der Energie-Reservehaltung statt Blackout-Risiken

Bis es zu einem Blackout kommt, ist angesichts der bedenkenlosen Gewinnmaximierung und der parteilichen Passivität von Swissgrid lediglich eine Frage der Zeit.

Es ist unverständlich, dass der Bundesrat eine Risiko-Exposition zulässt, die am Ende des Winters dazu führen kann, dass sich die Schweiz bei Ausfall von Stromimporten kaum länger als wenige Tage aus eigener Kraft versorgen kann. Die Reservehaltung müsste mindestens für einige Wochen ganzjährig in Takt gehalten werden. Nur so kann verhindert werden, dass bei einer Kombination verschiedener Ereignisse (Netzausfall/mehrwöchige Windflaute/Versorgungskrise durch Unfall) ein Blackout entsteht.

Weder Swissgrid, Elcom noch der Bundesrat oder der Gesetzgeber haben bisher eine rechtlich verbindliche Überbrückungsplanung bei Ausfall von Stromimporten statuiert und die entsprechenden finanziellen Anreize geplant. Man hat lediglich den Netzausbau zum Ausland vorangetrieben, um sich von dort in Krisenzeiten besser versorgen zu lassen. Was aber, wenn in Deutschland oder Frankreich eine technische oder politische Krise entsteht, die die Energieversorgung über eine längere Frist schwächt?

Wie auch in den Konzepten der BKW dargelegt, sieht die Energiestrategie 2050 „keine Massnahmen zur Stabilisierung der Versorgungssicherheit vor“.

Auch der angestrebte Versorgungsanteil aus einheimischer Energie und die jahreszeitliche Bewirtschaftung der Speicherreserven ist weder im Energiegesetz noch im Stromversorgungsgesetz je geklärt worden.

Das Energiegesetz sieht zwar vor, dass die erneuerbaren Energien bis 2035 knapp die Hälfte des wegfallenden Stroms aus Kernenergie ersetzen sollen. Wie und woher aber der Restbedarf gedeckt wird, und woher der zusätzliche Stromverbrauch für E-Mobile und Wärmepumpen kommt, bleibt regulativ im Dunkeln.

Das Modell der BKW: wettbewerbliche Kapazitätsmärkte

Ohne Entschädigungen werden die Betreiber der Wasserkraftwerke auch in Zukunft ihren Gewinn maximieren und die Versorgungssicherheit hintanstellen. Die beiden verantwortlichen Instanzen für die Versorgungssicherheit – Swissgrid und ECom – müssten ihr Instrumentarium erweitern, um die Versorgungssicherheit im Inland abzusichern, durch Bereitstellung und Bewirtschaftung physischer Energiereserven, die in den Alpen an sich durchaus vorhanden sind.

Die BKW hat diese eminente Lücke der Energiepolitik erkannt und postuliert wettbewerbliche Kapazitätsmärkte:

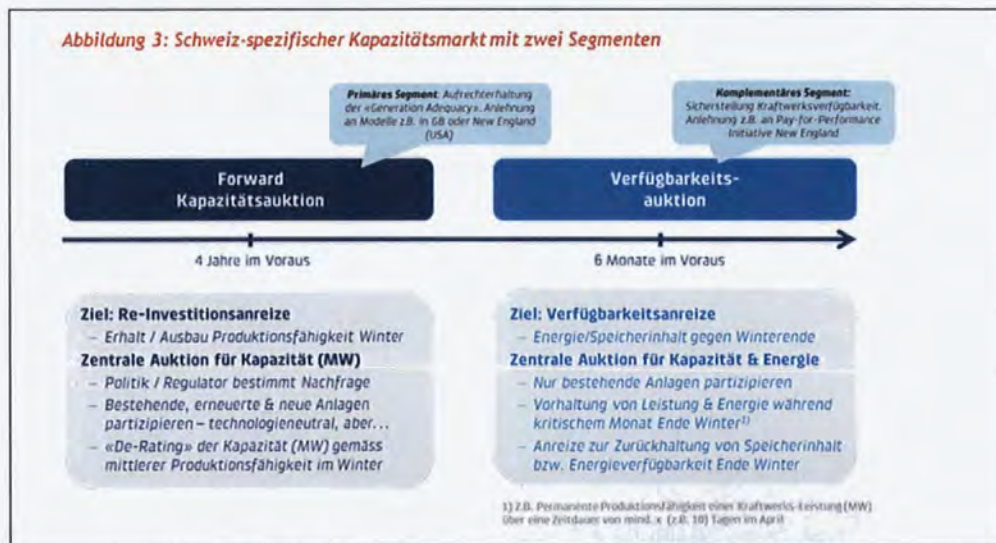


Abbildung 20 Kapazitätsmärkte nach dem Modell der BKW

Nach diesen Vorstellungen würde Swissgrid die Nachfrage nach Kapazität ausschreiben und wettbewerblich entschädigen. Dank diesen Zahlungen, so die Annahme, steigen die Investitionssicherheit der Kraftwerkbetreiber und die Investitionen, und es profitieren auch die Konsumentinnen und Konsumenten, weil die Energiereserven Preisspitzen verhindern, wie sie im Winter 2016/2017 beobachtet wurden.

Nach den Vorstellungen der BKW deckt die Einführung von Kapazitätsmärkten die ganze Palette der Bedürfnisse an die Versorgungssicherheit ab:

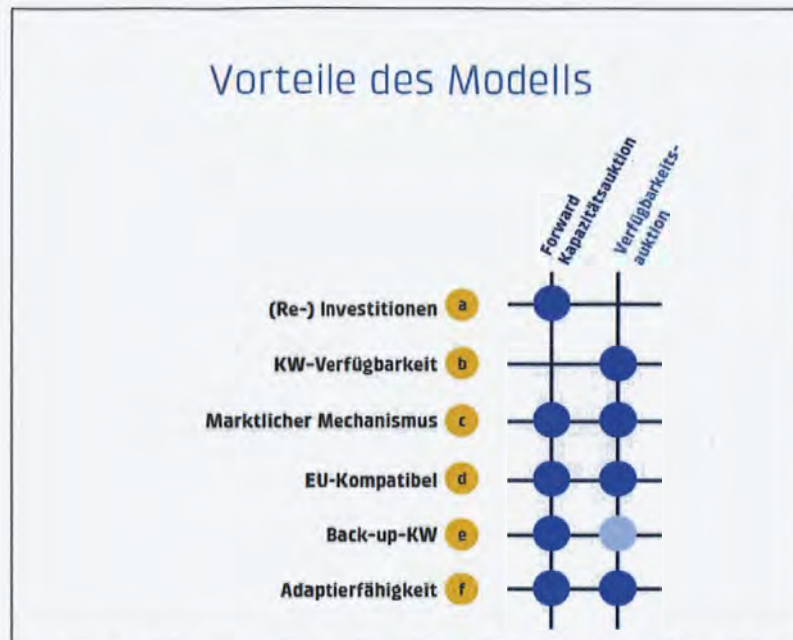


Abbildung 21 Vorteile der Kapazitätsmärkte aus Sicht der BKW

Die Defizite des BKW-Modells

Dank zusätzlichen finanzielle Leistungen durch Swissgrid, so die Annahme der BKW, entstünden ausreichende Anreize zum Erhalt, zur Erneuerung und zum Ausbau der Wasserkraft und weiterer erneuerbarer Energien zu setzen, um Leistungs- und Energievorhaltung zu garantieren.

Durchsetzen würden sich dank dem Verfahren mittels Auktion jene Techniken, die am kostengünstigsten sind. Das tönt alles an sich sehr vernünftig, doch fehlt der empirische Beweis, dass dies auch funktioniert. Zudem argumentiert die BKW in manchen Themen einseitig und verfolgt offensichtlich eigene Interessen:

- Erdgas-Kraftwerke, die ihren Brennstoff zu 100% importieren, ohne eine inländische Lagerhaltung sicherzustellen, können nicht ernsthaft als einheimische Energiereserve für Versorgungskrisen in Betracht kommen. Solchen Technologien einen Anspruch auf Abgeltung von Reservekapazität zuzubilligen erscheint unnötig riskant.
- Wird die Auswahl der Reserve-Techniken künstlich limitiert, indem zum Beispiel a priori eine „permanente Produktionsfähigkeit einer Kraftwerks-Leistung über eine Zeitdauer von mind. x (z.B. 10) Tagen im April“ gegeben sein muss, dann fallen gewisse Techniken mit fluktuierenden Lieferungen von Anfang an ausser Betracht. Photovoltaik liefert zum Beispiel in den Monaten März und April in bedeutendem Ausmass garantierte Leistung, selbst wenn diese auf Stunden mit Tageslicht limitiert ist und durch schlechtes Wetter Einschränkungen erfahren kann. Die Beiträge dank Photovoltaik sind deswegen nicht wertlos und tragen substantziell zur Schonung der Speicherseen und damit zur

Versorgungssicherheit bei. Dies schliesst nicht aus, dass die Fähigkeit der Speicherseen, bedarfsgerecht zu liefern, auch wenn die Sonne nicht scheint, zu höheren Entschädigungen führen wird. Unbestritten ist die höhere Wertigkeit der Wasserkraft im Vergleich. Aber ein faires System der Reservehaltung berücksichtigt alle Techniken, die zur Risikominderung beitragen.

„Wettbewerb“ spielt nicht bei bereits erstellter Infrastruktur

Der grösste methodische Fehler im BKW-Modell bezieht sich nicht auf das Konzept der Kapazitätsmärkte an sich, sondern auf die Höhe der zu erwartenden Auktionsergebnisse. Die Wahrscheinlichkeit, dass die neuen Entschädigungen ausreichend sind, um die inländische Reservevorhaltung abzusichern, ist eher gering.

Bei einer „wettbewerblichen Vergabe“ gelangen zuerst jene Kapazitäten auf den Markt, die bereits bestehen, und die zum grössten Teil vor der Markt-Liberalisierung erstellt worden sind.

Solange bestehende Anlagen die nachgefragten Dienstleistungen bereits für eine geringe Entschädigung leisten, ist nicht zu erwarten, dass neue Investitionen beanreizt werden können. Um den Erhalt und die Modernisierung der Anlagen mit Speicherseen zu gewährleisten, müssten die Auktionen die echten Kosten der Betreiber abgelten, nämlich den Beschaffungs- oder Wiederbeschaffungswert.

Auch die heute bereits entschädigte Kapazitätsvorhaltung im benachbarten Ausland beeinflusst die Preisbildung in der Schweiz. Deshalb ist es unwahrscheinlich, dass Auktionen mehr bewirken als das kurzfristige Bereithalten von Energie.

Und es wäre nicht einmal sicher, dass die im Inland angebotenen Reserven nicht indirekt durch das Ausland bereitgestellt würden – zum Beispiel über die Möglichkeit der Stromhändler, fehlende Reserven durch fossile Reserven aus dem Ausland abzusichern. Somit bestünde die Verfügbarkeit von Leistung und Energie wohl auf dem Papier; bei einem Unterbruch der internationalen Netzanbindung wäre sie aber doch nicht vorhanden.

Und die Preise solcher ausländischen Absicherungen würden erst noch den Markt verfälschen, denn in Deutschland finanziert die Bundesnetzagentur die Leistungsvorhaltung durch eingemottete Gas- und Kohlekraftwerke, die teilweise als erst viel später stillzulegende Kaltreserve nicht ausser Betrieb gehen.

Dass diese Praktiken zu Preisverzerrungen führen, bestätigt die BKW im eigenen Konzeptpapier gleich selber:

„Da der Strompreis im Schweizer Spotmarkt praktisch jederzeit durch die Nachbarländer bestimmt wird, werden diese preissenkenden Effekte faktisch «importiert».

Dadurch resultieren Nachteile für Schweizer Kraftwerke: Ihre Erträge aus dem Strommarkt sinken;(...)

Die ausländischen Kapazitätsmärkte machen daher (Re-) Investitionen in Schweizer Kraftwerke zusätzlich unattraktiv.⁴⁰

⁴⁰ Bernischen Kraftwerke (BKW): Ein Kapazitätsmarkt für die Schweiz, Seite 3

Skepsis auch bei Swissgrid – aus dem Swissgrid Positionspapier

Zur Frage der Flexibilität hat Swissgrid im April 2015 ein Positionspapier veröffentlicht, das zusätzliche Instrumente für die Absicherung der Stromversorgung postuliert. Darin heisst es:

„Flexibilitätsmarkt – Effizientes und nachhaltiges Strommarktdesign

Die neuen erneuerbaren Energien spielen in der europäischen Erzeugungsstruktur eine immer wichtigere Rolle. Um diese zukunftsorientiert in den Strommarkt zu integrieren, sind neue technische und auch wirtschaftliche Massnahmen zur Flexibilisierung des Stromversorgungssystems notwendig. Swissgrid engagiert sich für ein effizientes und nachhaltiges Strommarktdesign mit effizienten Preissignalen und minimalen Marktverzerrungen.

Flexible Erzeugung ist für die Systemstabilität notwendig

Die nur eingeschränkt kontrollierbare, begrenzt vorhersehbare und stark volatile Einspeisung aus neuen erneuerbaren Energien (Windkraft, Photovoltaik) in das gesamteuropäische Netz führt zeitweise zu Frequenzschwankungen und nicht vorhersehbaren Stromflüssen. Flexible Gas- oder Wasserkraftwerke sowie zunehmend auch technische Massnahmen wie beispielsweise Lastmanagement gleichen diese Schwankungen im Netz aus. Für die Systemstabilität im gesamten europäischen Verbundnetz sind sie deshalb von zentraler Bedeutung.

Wirtschaftlichkeit von Flexibilität ist gefährdet

An den europäischen Strombörsen erodieren die Strompreise aufgrund verschiedener Ursachen. Die Förderung und der rasche Zubau der neuen erneuerbaren Energien, Überkapazitäten im Kraftwerksbereich und tiefe CO₂-Preise haben dazu geführt, dass die Grosshandelspreise in Europa in den letzten Jahren stark gesunken sind. Dadurch werden Investitionen in stabilisierende Erzeugungskapazitäten zunehmend gefährdet. Sie haben ein zentrales Problem: sie bieten ein Gut, das im heutigen Strommarktdesign nicht adäquat honoriert wird – Flexibilität.

Bisheriger «Energy-only-Markt» stösst an seine Grenzen

Der heutige Strommarkt ist als «Energy-only-Markt» ausgestaltet. Er vergütet den Kraftwerksbetreibern die bereitgestellte Energiemenge. Dadurch kommen gemäss dem so genannten Merit-Order-Prinzip der Reihe nach die Kraftwerke mit den tiefsten Grenzkosten zum Einsatz, um die jeweilige Nachfrage nach Strom zu decken. Die Einflüsse der verschiedenen Kraftwerkstypen auf das Stromsystem werden im heutigen Strommarkt stark vereinfacht berücksichtigt.

Die Volatilität und Flexibilität von Kraftwerken – wichtige Einflussgrössen für die Systemstabilität – haben keinen angemessenen Preis: Die zunehmend volatile Stromerzeugung und das in den 1990er Jahren entwickelte, in Europa vorherrschende Strommarktdesign sind nicht mehr ausreichend aufeinander abgestimmt.

Strommarkt steht vor neuen Herausforderungen

Die grosse Herausforderung eines künftigen Strommarktes besteht darin, auch bei steigenden Anteilen von Produktion aus Wind- und Photovoltaikanlagen Erzeugung und Verbrauch stets zu synchronisieren. Ziel ist es, die Versorgungssicherheit umweltverträglich und zu möglichst tiefen Kosten zu gewährleisten. Der Markt muss so ausgestaltet sein, dass jederzeit ausreichend Kraftwerkskapazitäten zum richtigen Zeitpunkt am richtigen Ort vorhanden sind und diese auch im erforderlichen Umfang eingesetzt werden. Dafür braucht es möglichst effiziente Preissignale. Diese sollen zusätzlich Anreize für die Entwicklung zukunftsorientierter Technologien und Vermarktungskonzepte bieten.

Kapazitätsmechanismen sind nicht die effizienteste Option

Die europäischen Länder sind zum Teil bereits daran, das Marktdesign anzupassen, zum Beispiel mit Konzepten für Kapazitätsreserven und Kapazitätsmärkte. Diese haben allerdings einen Nachteil: Sie mindern die Effizienz des internationalen Strommarktes, weil sie national fokussiert sind, die Preissignale nicht stärken und neben dem «Energy-only-Markt» einen zusätzlichen, parallelen Markt etablieren, der gesondert reguliert werden muss. Sie bieten deshalb keinen marktbasieren Ansatz für eine längerfristig effiziente Integration der neuen erneuerbaren Energien ins Stromsystem.⁴¹

⁴¹ https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/company/.../de/flexibilitaetsmaerkte_de.pdf

Strategische Reserve mit Abgeltung auf Kostenbasis

Das Problem der „Effizienzmindering der internationalen Strommärkte“ (Swissgrid) kann umgangen werden, wenn in der Schweiz (und in Europa) für jedes Land eine Strategischen Reserve zur Pflicht gemacht wird, die auf Kostenbasis und nicht auf Basis von Auktionen entschädigt wird.

Das Modell wird in Fachgremien seit einiger Zeit diskutiert⁴² und die postulierte Mechanik im Fall der Schweiz sei im Folgenden kurz skizziert:

- Die Speicherseen der Schweiz scheiden eine Strategische Energie-Reserve aus, die am Markt weder gehandelt noch regulär verkauft wird.
- Die Strategische Reserve ergänzt die Instrumente von Swissgrid und von privaten Stromhändlern, die in Form von zeitlich adressierter Leistungs- und Energievorhaltung vom Markt oder vom Regulator nachgefragt wird. es handelt sich also (vergleichbar mit der Geldpolitik) um ein „lending of the last resort“, wenn alle anderen Sicherungen versagen. Ein deutscher Bericht beschreibt die Rolle der Strategischen Reserve wie folgt:

In Abgrenzung zur kürzlich eingeführten Netzreserve, die „vorrangig regionale Netzsicherheitsprobleme in Süddeutschland adressiert“, „dient die Strategische Reserve vorrangig zur Absicherung der Stromversorgung für den Fall, dass der Strommarkt die erforderlichen Kapazitäten nicht oder nicht schnell genug anreizt“.

Die Anlagen werden als Systemreserve durch die Übertragungsnetzbetreiber beschafft und ausschließlich durch diese eingesetzt. Die Übertragungsnetzbetreiber werden jedoch nicht Eigentümer der Anlagen, sondern kontrahieren die Reserveleistung [...] unter strenger Aufsicht.⁴³

- Swissgrid muss diese Reservehaltung nicht mittels Auktionen beschaffen, sondern kann dies auch auf Basis von Wiederbeschaffungskosten tun, um die faktische Entwertung der Anlagen durch die Stromliberalisierung wenigstens teilweise rückgängig zu machen. Gäbe es die Speicherseen nämlich nicht, und wären sie von den kantonalen Verteilnetzbetreiber vor einiger Zeit nicht unter Kostenaufwand realisiert worden, müsste der Bundesrat, die ECom oder Swissgrid den Aufbau entsprechender neuer Kapazitäten erneut in Betracht ziehen.
- Pragmatisch kann man davon ausgehen, dass der Gesamtwert der gespeicherten Wasserkraft von rund 9 TWh (9 Milliarden kWh) bei 1 bis 1,5 Milliarden Franken pro Jahr liegen dürfte, wollte man einen äquivalenten Speicher im Inland neu zum Beispiel mittels Batterien bereitstellen (10 bis 15 Rp Gesteungskosten pro gespeicherte kWh mittels Batterien).
- Einen Teil ihrer Kosten und ihres Mehrwerts können die Speicherkraftwerke auch heute noch auf den Märkten erzielen. Die Entschädigungen werden als Systemdienstleistungen oder als Differenz der Erlöse im Vergleich zur Bandenergie bezahlt. Sie reichen aber offensichtlich nicht aus, um die Gesteungskosten neuer Speicherkraftwerke oder neuer Pumpspeicherwerke zu finanzieren.
- Offensichtlich ist ebenso, dass die Stromkonzerne wie auch die Konsumentinnen und Konsumenten vom Vorhandensein der alpinen Speicherseen einen hohen Nutzen ziehen. Sie profitieren nämlich alle von den nahezu unbeschränkten Möglichkeiten, bei viel Sonne oder Wind Strom aus dem Ausland zu Tiefstpreisen zu importieren, zu verbrauchen oder gegen Aufpreis nach Italien weiterzuverkaufen. Dieses lukrative Verhalten, das allen Beteiligten nützt,

⁴² Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Ein Strommarkt für die Energiewende, Diskussionspapier (Grünbuch) 2014, Seite 43

⁴³ Yvonne Dyllong: Märkte stärken, Versorgung sichern – Konzept für die Umsetzung einer Strategischen Reserve in Deutschland In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 63. Jg. (2013) Heft 9

ist nur dank dem systemischen Wert der Absicherung durch die vorhandenen Speicherseen möglich, wird aber derzeit nicht angemessen entschädigt.

Strategische Reserve: Verknüpfung mit den Wasserzinsen

Basierend auf diesen Betrachtungen lassen sich der Nutzen und die Wettbewerbsposition der Wasserkraft erheblich verbessern, indem die systemdienlichen Aspekte vorhandener Speicherseen auch tatsächlich bewertet und vermarktet werden. Die alpinen Reserven müssen besser als bisher in das schweizerische Stromversorgungssystem integriert werden – dann können sie auch höhere Erlöse erzielen.

Dies könnte auf Gesetzesesebene in vier Schritten geschehen:

1. Die Wasserkraftwerke mit Speicher erhalten eine Abgeltung für strategische Reservehaltung, welche zweckgebunden zu verwenden ist zur Beilegung von Wasserzinsen im Standortkanton.
2. Der Umfang der strategischen Reserve definiert sich grundsätzlich durch die vorgehaltene Wassermenge in m^3 während des Winterhalbjahrs, die (am ehesten regional diversifiziert und proportional zum maximalen Fassungsvermögen des jeweiligen Speichersees) vom Regulator zur Erfüllung der gesetzlich festgelegten Ziele bestimmt wird.⁴⁴
3. Die Höhe der Wasserzinsen wird per Gesetzesrevision ertragsneutral differenziert. Wasserkraftwerke mit Speicher erhalten eine Mehrleistung, welche von den Leistungen an Lauf-Wasserkraftwerke in Abzug gebracht wird.
4. Die Wasserkraftwerke bzw. deren Betreiber verpflichten sich als Gegenleistung für die erhaltenen Entschädigungen, die per Gesetz definierte Energiereserve dem Markt zu entziehen und ganz der Verfügungsgewalt von Swissgrid als Transmission System Operators (TSO) zu unterstellen.

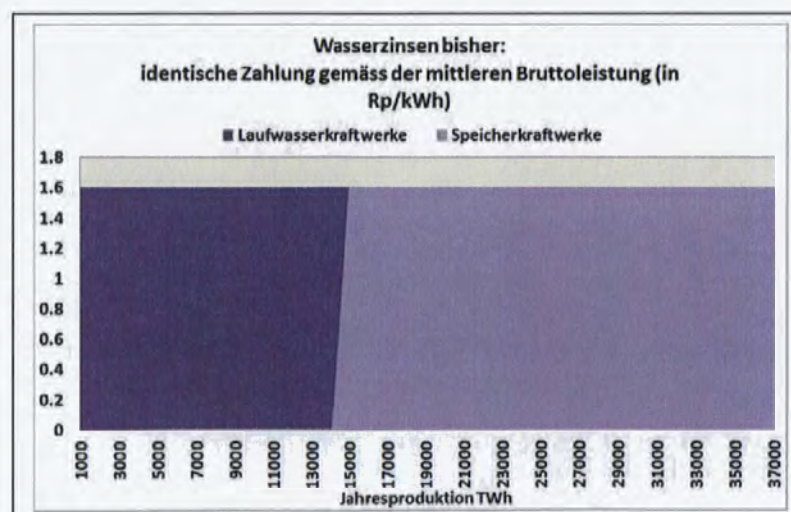


Abbildung 22 Struktur der bisherigen Wasserzinsen nach der mittleren Bruttoleistung (eigene Grafik)

⁴⁴ Gesetz und Verordnung können hier selbstverständlich Abweichungen vorsehen, soweit diese versorgungsdienlich sind, etwa für Speicherseen und Auffangbecken, die mit Pumpspeicherwerken verknüpft sind.

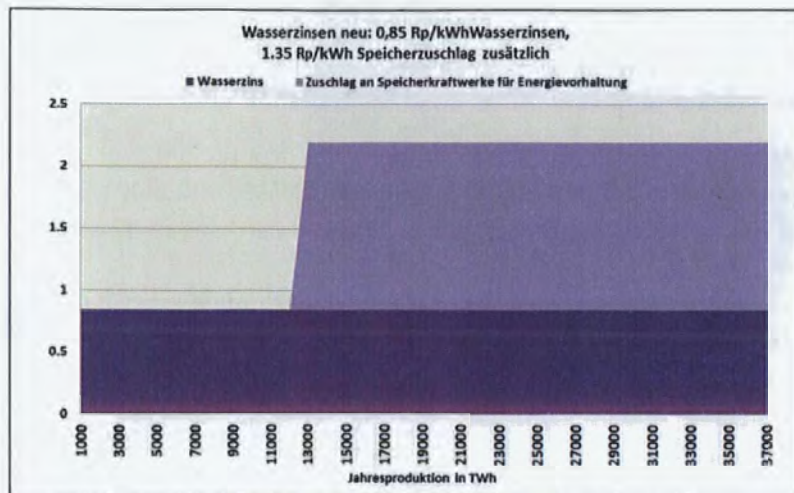


Abbildung 23 neue Struktur der Leistungen an die Standortkantone und Gemeinden (eigene Grafik)

Die Differenzierung der Leistungen an die Standort-Kantone und -Gemeinden nach Speicher- und Lauf-Wasserkraftwerken entspricht der unterschiedlichen Wertigkeit dieser Kraftwerke. Sie werden im neuen System mit vorwiegend erneuerbaren Energien unterschiedliche Rollen zu erfüllen haben.

Es ergibt sich daraus auch eine unvermeidliche regionale Ungleichbehandlung: die Gebirgskantone mit ihren zahlreichen Staubecken werden profitieren, Kantone im Mittelland mit vorwiegend Lauf-Wasserkraftwerken verlieren etwas an Einnahmen.

Da die Wasserzinsen im Mittelland aber eine völlig untergeordnete fiskalische Rolle spielen, ist eine solche Ungleichbehandlung vertretbar. Auch ist daran zu erinnern, dass Mehrleistungen an die Gebirgskantone beim interkantonalen Finanzausgleich zu Reduktionen führen können. Dies wird dazu führen, dass man eine Modifikation der Wasserzinsen allemal bevorzugen wird anstelle einer Absenkung, die letztlich alle Kantone fiskalisch schwächen würde.

Geringe Marktwirkung

Eine Strategische Reserve im beschriebenen Sinne beeinflusst die Preisbildung am Markt nur in sehr geringem Ausmass. Solange die Reserve nicht vermarktet werden darf, wird sie die Preisspitzen am Markt nicht abschwächen, sondern zugunsten der verbleibenden Reservepotenziale eher verstärken und damit die Wirtschaftlichkeit der Pumpspeicherwerke und der Speicher-Kraftwerke eher leicht verbessern.

Die Volatilität der Strompreise, d. h. Preisspitzen und -Täler sind entscheidend, um die Flexibilität der Kraftwerke zu honorieren. Die bestehenden Termin- und Regelleistungsmärkte liefern ebenfalls Anreize zu Flexibilität, genügen aber für den Aufbau ausreichender Energie-Reserven offensichtlich nicht, wenn die Kohle- und Kernkraftwerke sukzessive vom Markt verschwinden werden.

Was damit fehlt, ist eine systemisch wichtige Not-Reservehaltung, die vom TSO (Transmission System Operator) abgerufen werden kann, wenn die Märkte die Wetter- und Betriebsrisiken ungenügend antizipiert haben und die Versorgungssicherheit ernsthaft in Gefahr gerät.

Das Vorhandensein einer solchen Reserve nützt letztlich auch den Konsumentinnen und Konsumenten sehr wesentlich, und dies auf zwei Arten:

- Extreme Preisspitzen können gesenkt werden, was die Kosten für Elektrizität verbilligt;
- Die Vermeidung eines Blackouts mit prohibitiv hohen Kosten inkl. Gefährdung von Leib und Leben lässt sich mit grösserer Sicherheit vermeiden.

Die Bildung einer Strategischen Reserve ist aus diesen Gründen mehr ein politisches Gebot denn ein marktbasierendes Instrument zur Absicherung der Versorgung.

Der Einsatzpreis, wann genau die Energiereserven von Swissgrid ins Spiel gebracht werden sollen oder müssen, kann nach wirtschaftlichen, politischen oder empirischen Kriterien (letztere aufgrund der witterungsbedingten Erzeugungszyklen) definiert werden. Er könnte einem „maximal zulässigen Marktpreis“ entsprechen, beispielsweise ab einem Spotmarkt-Preis von 30 Rp/kWh; ab dort würden die Konsumentinnen und Konsumenten in solchen Notsituationen auch finanziell geschont.

Weil eben auch die exorbitant hohen Kosten eines Blackouts vermieden werden, ist die Bereitstellung einer Strategischen Reserve keineswegs eine „neue Subvention für die Gebirgskantone“. Sie dient vielmehr der dringlichen Optimierung des Gesamtsystems, unter Berücksichtigung des starken Ausbaus von erneuerbaren Energien, der sich derzeit in ganz Europa abspielt, und der zeitverzögert auch zu einer starken Reduktion der konventionellen Kapazitäten führen wird, die bisher die Versorgung absicherten.

6. Optionen der Gebirgskantone

Rekapitulation

Fassen wir die bisherigen Erkenntnisse zusammen:

- Die Wasserzinsen in der Schweiz stehen unter Druck, weil im liberalisierten Markt alte und neue, kostengünstige Stromerzeuger auf den Markt drängen und damit die bisherige Wälzbarkeit der Kosten für Wasserzinsen in Frage stellen.
- Das Parlament hat verschiedene Anstrengungen unternommen, um die Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft zu verbessern: kostendeckende Vergütung für Kleinwasserkraftwerke, Investitionsbeiträge, Marktprämie und – in Vorbereitung – eine Kaufpflicht zu Gestehungskosten für Wasserkraft in der Grundversorgung. Diese Massnahmen erlauben zwar erneut die Wälzbarkeit der Kosten, sind aber befristet und werden wegen ihres protektionistischen Charakters wahrscheinlich keinen dauerhaften Bestand haben.
- Die fehlende Marktöffnung für Kunden < 100'000 kWh Jahresverbrauch und die Kaufpflicht von gebundenen Kunden belasten einseitig die kleinen Verbraucher. Auch dies ist auf die Dauer nicht optimal und könnte zu beschleunigter Netzflucht auf Basis von Arealversorgungen und Eigenverbrauchergemeinschaften führen, wodurch sich die Träger der Zahlungspflicht vermindern.

Auf der Suche nach einem gerechten und EU-kompatiblen System

Systemisch geht es darum, mit einer europäisch hoch-integrierten Stromversorgung bei intensivem Stromaustausch die Funktionstüchtigkeit der Stromversorgung der Netzzone Schweiz auch bei erschwerten Bedingungen oder bei unvorhergesehenen Ereignissen während einer gewissen Zeit autonom aufrecht erhalten zu können.

Dazu wird die Schaffung einer Strategischen Reserve vorgeschlagen, die grundsätzlich unabhängig von der Neuregelung der Wasserzinsen Sinn macht. Das Ziel ist weder eine schweizerische Autarkie noch die Abschottung vom Strombinnenmarkt. Im Gegenteil. Die Bildung einer ausreichenden Reserve ermöglicht erst die unbehinderte Marktteilnahme mit starkem Stromaustausch.

Es entsteht ein robusteres System als bisher, das auch bei hoher Interkonnexion mit dem Ausland noch immer in der Lage ist, die Eigenversorgung über einen beschränkten Zeitraum hinweg auch ohne fremde Lieferungen wahrzunehmen. Dies wird umso wichtiger, je mehr Grundlast-Kraftwerke in Deutschland und Frankreich durch fluktuierende erneuerbare Energien ersetzt werden, die ihrerseits ebenfalls einer systemischen Absicherung bedürfen.

Grossbritannien ist kein Vorbild

Auf Basis von britischen Marktmodellen rechnet die BKW bei den von ihr postulierten Kapazitätsmärkten mit einem Brutto-Zusatzbeitrag der Wasserkraftwerke von ca. 0,5 Rp/kWh, die vor allem in den Wintermonaten entstehen würde.

Diese Schätzung ist allerdings empirisch für die Schweiz nicht gestützt. Grossbritannien ist wegen seiner Insellage vor dem Einfluss der Strompreise und der Reserven seiner „Nachbarn“ viel stärker geschützt als die Schweiz, die jährlich gleich viel Strom importiert und exportiert wie sie selber verbraucht. Es ist deshalb nicht auszuschliessen, dass die Auktionserlöse von Kapazitätsmärkten bei uns deutlich weniger hoch vergütet werden als in Grossbritannien.

Strategischen Reserve: 275 Mio. CHF – Halbierung der Wasserzinsen

Deshalb ist es vernünftiger, die Reservehaltung politisch zu definieren und ein Stück weit auch politisch abzugelten.

Werden die Wasserzinsen ertragsneutral von heute 1,6 Rp/kWh auf 0.85 CHF/kWh abgesenkt, beläuft sich die Abgeltung der Strategischen Reserve auf 1.35 Rp/kWh. Den Lauf-Wasserkraftwerken würden bei diesem Schlüssel rund 130 Mio. CHF zufließen, während die Speicherkraftwerke etwa 420 Mio. CHF pro Jahr erhalten würden. Die Wasserzinsen würden so nahezu halbiert, was die Wettbewerbsposition der Wasserkraft entscheidend verbessert, ohne dass den Gebirgskantonen und Konzessionsgemeinden ein Verlust entstünde.

Die Abgeltung der Strategischen Reserve würde sich auf rund 260 Mio. CHF belaufen. Sie müssten von allen Kunden bezahlt werden, auch von jenen mit Marktzugang; denn es profitieren ja auch alle von der erhöhten Versorgungssicherheit. Und die Diskriminierung der Kleinkunden könnte dadurch deutlich gesenkt werden.

Der beschriebene Schlüssel kann selbstverständlich auch anders festgelegt werden.

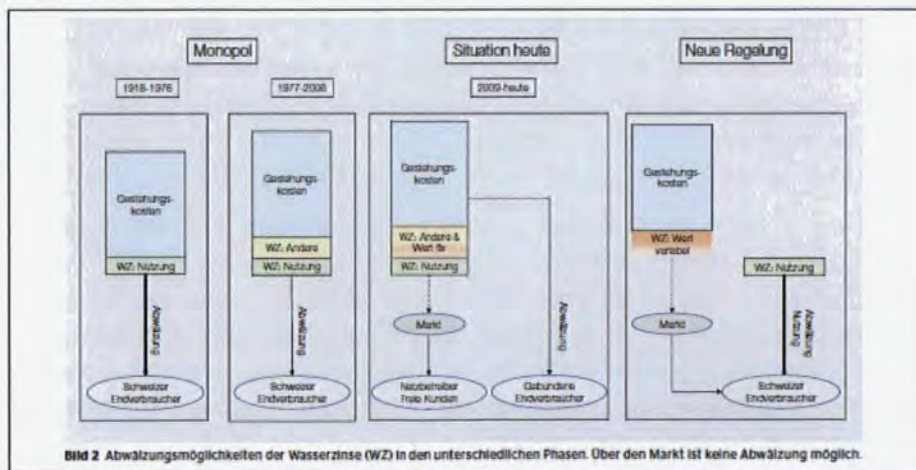


Bild 2 Abwälzungsmöglichkeiten der Wasserzinsen (WZ) in den unterschiedlichen Phasen. Über den Markt ist keine Abwälzung möglich.

Abbildung 24 Vorschlag Wasserwirtschaftsverband zur Neuregelung der Wasserzinsen (Grafik SWV)⁴⁵

⁴⁵ Sonderdruck „Wasserzinsregelung ab 2020“, herausgegeben von Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband (SWV), Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE), swisselectric (Wasser, Energie, Luft 1/2017) Seite 15

Die hier beschriebene Lösung ist keine besonders neue oder originelle Idee. Der Schweizerische Wasserwirtschaftsverband hat eine Finanzierung der Wasserzinsen durch Swissgrid schon vor einiger Zeit postuliert (Grafik). Allerdings hat er es versäumt, die neue Finanzierung als Teil eines abgesicherten Marktsystems zu verankern.

Politische Handlungsoptionen der Konzessionsgemeinden

Die Standortgemeinden der Gebirgskantone sind mehr noch als die Kantone berufen, die Wasserzinsen zu verteidigen. Sie sind es, die die landschaftlichen Einbussen und Eingriffe durch Stauseen und Wassernutzungsbauten vor Ort direkt erfahren, oft weit abseits der Kantonshauptstädte.

Manche Kantonsregierungen befinden sich in einem Loyalitätskonflikt, wenn sie gleichzeitig sowohl ein Portfolio an tatsächlich oder vermeintlich notleidenden Beteiligungen von Wasserkraftwerken verwalten als auch Nutzniesser der Wasserzinsen sind. Manche Gebirgskantone firmieren selbst sogar als Mitglied des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbandes, der in den Medien auch schon als „Anti-Wasserzins-Verband“ tituliert wurde.⁴⁶ Ob so eine ungetrübte Wahrnehmung der eigenen Interessen möglich ist, bleibt zu hinterfragen.

Die Standort-Gemeinden mit einer kantonal-gesetzlichen Nutzniessung der Wasserzinsen können ihre Interessen ungeschminkt wahrnehmen. Von einer Reduktion sind sie fiskalisch überdurchschnittlich betroffen. Sie sollten deshalb ihre Interessen wahrnehmen und müssen sich bewusst werden, dass sie sich nicht immer auf die Wahrnehmung ihrer Interessen durch die jeweilige Kantonsregierung verlassen können.

Schritt 1: Beobachten, was aus dem Antrag Urek-N wird

Die Weiterführung der Wasserzinsen wird erleichtert, wenn der Nationalrat seiner Kommission folgt und der Wälzung der Wasserkraft auf die gebundenen Kunden zustimmt.

Mit einer rechtskräftigen Kostengarantie kann die Weiterführung der Wasserzinsen auf dem bisherigen Niveau viel leichter verteidigt werden, denn die Wasserkraftwerke wären dann keineswegs mehr notleidend.

Die Lösung gemäss Antrag Urek-N bringt aber nur etwas, wenn sie glaubwürdig, klar und mehrheitsfähig verabschiedet werden kann, ansonsten die Konsumentenverbände oder andere Interessengruppierungen das Modell zu Fall bringen könnten. Konkret müssten die folgenden Forderungen erfüllt sein

- a) die Kostengarantien des Modells müssen transparent sein und dürfen nicht auf Quersubventionen für Kernkraftwerke abzielen.

⁴⁶ Kurt Marti: [Strombarone ziehen die Alpen-Opec über den Tisch](#), Infosperber 16.2.2017

- b) Die Gestehungskosten sollten deshalb „netto“ gerechnet werden und den Erlösen der Wasserkraftwerke aus Stromhandel und Systemdienstleistungen Rechnung tragen.
- c) Der Regulator müsste die Kostenorientierung der Tarife schon ex ante durchsetzen; blosser Stichproben bei Beschwerden wären nicht länger ausreichend.
- d) Doppelbelastungen von gebundenen Kunden [Kaufpflicht von erneuerbarer Elektrizität plus eine neue Abgabe] sollten vermieden werden.
- e) Auch die gebundenen Kunden müssten einen nachweislichen Nutzen ziehen, indem die Qualität der Lieferungen durch physikalische Herkunftsnachweise aufgewertet wird.

Selbst wenn die Beratungen im Nationalrat positiv verlaufen, sollten die Gebirgskantone auf eine Klärung in diesem Sinne hinwirken. Zudem sollte man im Hinterkopf behalten, dass das Modell bei einer vollständigen Marktöffnung enden würde; deshalb sollte parallel auch über Konzepte beraten werden, die den Erhalt der Wasserkraft mit EU-konformen Instrumenten weiterführen.

Schritt 2: Klärung der Präferenzen der IBK und Herbeiführung der „Referendumsfähigkeit“

Aus Sicht der Konzessionsgemeinden ist der Erhalt der Wasserzinsen wichtig. er kann auf verschiedenen Wegen herbeigeführt werden, bedarf aber eines schlagkräftigen Lobbyings. In Bern machen vor allem jene Organisationen Eindruck, die in der Lage sind, aus eigener Kraft ein Referendum herbeizuführen. Die Gebirgskantone und die Konzessionsgemeinden sollten dazu eigentlich in der Lage sein.

Zur Disposition im Zusammenhang mit der neuen Marktordnung und der Neuregelung der Massnahmen für die Wasserkraft stehen eigentlich drei Varianten:

A1) Rechtskräftigkeit des Antrags Urek-N ohne Reduktion der Wasserzinsen:

Der Gesetzgeber garantiert in dieser Variante die Überwälzbarkeit der bisherigen Wasserzinsen und sichert diese marktseitig, indem er bestimmte Kundengruppen dazu verpflichtet, diese Leistungen auch in Zukunft zu bezahlen. Das ist beim Modell Urek-N der Fall; allerdings ist dieses Modell nicht EU-kompatibel, belastet einseitig die kleinen Kunden und könnte evtl. auf nur kurze Zeit befristet sein. Die Weiterführung der Wasserzinsen wäre damit regulativ auch zwingend mit der *Kaufpflicht der gebundenen Kunden* verknüpft. Läuft diese Kaufpflicht aus, ist wiederum auch das Niveau der Wasserzinsen gefährdet.

A2) Rechtskräftigkeit des Antrags Urek-N, aber mit Reduktion der Wasserzinsen:

Zeichnet sich ab, dass das bisherige Niveau der Wasserzinsen zu Fall kommt, obschon mit den gebundenen Kunden eine Kostenbasis gefunden wurde, müssten die Konzessionsgemeinden

- a) andere Lösungen ins Spiel bringen
- b) Geeignete PR-Aktivitäten entfalten, um den systemischen Nutzen der Wasserkraft und die hohen Gewinne der Partnerwerke bekannt zu machen.
- c) Schliesslich müssten sich die und die Gebirgskantone überlegen, ob sie das Ergebnis der Beratungen im Parlament akzeptieren wollen oder das Referendum dagegen ergreifen.

B1) Scheitern des Antrags Urek-N

Scheitern die Anträge der Urek-N, müssten die Gebirgskantone Alternativen entwickeln, wie die Wasserzinsen unbeschadet in die Zukunft gerettet werden können.

Vertreter der Gebirgskantone im Parlament könnten dann vom Bundesrat verlangen, dass er das in dieser Studie beschriebene Modell (oder andere Vorschläge) seriös prüfen lässt und als gesetzgeberische Option ausformuliert. Eine entsprechende Motion könnte zum Beispiel wie folgt lauten:

„Verbesserung der Versorgungssicherheit mittels Strategischer Reserve

Der Bundesrat wird beauftragt, ein Modell zu erarbeiten, wonach in den Speichersseen der einheimischen Elektrizitätswirtschaft eine Strategische Reserve auszuscheiden ist, die dem Markt entzogen wird und bei gefährdeter Versorgungslage von Swissgrid eingesetzt werden kann. Die Strategische Reserve ist auf Basis von Wiederbeschaffungswerten zu entschädigen; die Entschädigungen sind zweckgebunden den Standort-Kantonen als Teil der Wasserzinsen zu erstatten; die Betreiber der Wasserkraftwerke erhalten eine äquivalente Reduktion der zu leistenden Wasserzinsen.

Möglicherweise könnten weitere Vorschläge für die Verhandlungen mit dem Bundesrat erarbeitet werden. Sinnvoll wäre es ohne Zweifel, die Neuregelung mit den Vorschlägen für eine neue Strommarktordnung (Artikel 30 Absatz 5) zu verknüpfen. Dies bedingt allerdings, dass diese Vorschläge laufend beobachtet und analysiert werden.

Entscheidend dabei ist, dass der Bundesrat die entsprechenden Konzepte prüft, bevor er einen Antrag auf Senkung der Wasserzinsen vor das Parlament bringt. Angesichts des hohen Zeitdrucks ist dies eine Herausforderung für alle Beteiligten.

Zeit könnte gewonnen werden, indem die Weiterführung der Wasserzinsen auf bisheriger Höhe postuliert wird, bis die neue Marktordnung verabschiedet ist. Auch dies lässt sich beim Bundesrat am ehesten mit einem parlamentarischen Vorstoss erwirken:

„Weiterführung der Wasserzinsen auf bisherigem Niveau bis zur Verabschiedung neuer Marktmodelle

Die Höhe der Wasserzinsen und die neue Marktordnung der schweizerischen Stromversorgung stehen in einem engen inhaltlichen Zusammenhang. Der Bundesrat wird beauftragt, dem Parlament einen Erlass vorzulegen, der die Wasserzinsen in der bisherigen Höhe weiterführt bis die neue Marktordnung rechtskräftig verabschiedet ist.

Schritt 3: Verteidigung der Wasserzinsen

Mit Blick auf die Befristung der heute geltenden Ordnung müssten die Konzessionsgemeinden auch eine organisatorische Strategie entwickeln, wie sie die bisherige Höhe der Wasserzinsen verteidigen wollen.

Dazu können sich die folgenden Schritte eignen:

- Schaffung eines Sekretariats der Konzessionsgemeinden und Schaffung einer gemeinsamen Finanzierung.
- Erstellung einer Dokumentation zwecks Darlegung der systemischen Bedeutung der Wasserkraft und der Speicherseen als Rückgrat von Versorgungssicherheit und Stromhandel
- Erstellung einer Dokumentation zwecks Darlegung der volkswirtschaftlichen Bedeutung der Wasserkraft für die beteiligten Partnerwerke und der Standort-Kantone;
- Dokumentation der historischen Residualgewinne der Partnerwerke nach Abzug der Wasserzinsen; Darstellung der Gewinnverwendung;
- Bildung eines provisorischen Referendumskomitees für den Fall, dass die Wasserzinsen gekürzt werden.
- Bildung eines Kampffonds der Konzessionsgemeinden zur Durchführung eines Referendums

Schritt 4: Allianzenbildung für ein neues Modell

Sollten sich die Gebirgskantone und -Gemeinden bei den Wasserzinsen nicht durchsetzen können oder zeichnet sich ab, dass die Wasserzinsen immer stärker politisch unter Druck geraten, wäre ein neuer Verfassungsartikel zu prüfen, der auch andere Anspruchsgruppen befriedigen kann. Die natürlichen Partner der Wasserkraft-Kantone waren und sind in dieser Frage die rot-grünen Parteien und die Umweltorganisationen, wobei traditionell natürlich auch die CVP in ihren alpinen Stammländern eine sehr wichtige Rolle spielt. Eine gemeinsame Strategie dieser Allianz könnte folgende Ziele verfolgen:

- a) Die Wasserzinsen werden einer Neuregelung unterzogen, wobei die Ertragskraft insgesamt erhalten bleibt
- b) Der Ausbau der erneuerbaren Energien würde im Sinne eines verfassungsmässig verankerten minimalen Produktionsziels im Inland angestrebt.
- c) Die Bildung einer Strategischen Reserve und deren Abgeltung würde ebenfalls in der Bundesverfassung festgeschrieben

Erhalt der Wasserkraft, Ausbau der neuen erneuerbaren Energien und Schaffung einer ausreichenden Energiereserve angesichts volatiler Produktion bedingen sich gegenseitig für eine hohe Versorgungssicherheit. Die *Einheit der Materie* wäre damit in den Grundzügen gegeben.

Revision des geltenden Wasserrechts-Artikels

Die juristischen Abklärungen müssten auch den bisherigen Verfassungsartikel über die Wasserrechte hinterfragen. Im offenen Markt sollten die Gebirgskantone das Recht erhalten, im Rahmen der Konzessionserteilung vertragliche Gewinnbeteiligungen für die Wasserrechte auszuhandeln, ohne dass das Bundesparlament diese noch länger beschränken darf.

Eine solche mögliche Volksinitiative wird nachgängig skizziert. Es geht dabei nur darum, die Stossrichtung zu zeigen, um im Falle eines parlamentarischen Absturzes der Wasserzinsen mit gleichgesinnten Partnern gemeinsam naheliegende Interessen zu bündeln.

Ob eine solche Volksinitiative überhaupt je nötig sein wird, muss sich erst noch zeigen.

Grundlegende Ansprüche an eine tragfähige Lösung

Eine zukunftsfähige Marktordnung sollte folgenden Ansprüchen genügen:

- Die Wasserkraft soll erhalten bleiben und modernisiert werden können.
- Die neuen erneuerbaren Energien im Inland sollen den Strom der Kernkraftwerke ersetzen.
- Für die Versorgungssicherheit braucht es ein inländisches Versorgungsziel (minimaler inländischer Produktionsanteil aus erneuerbaren Energien und minimale Reservehaltung)
- Zur Verbesserung der Versorgungssicherheit und für den Erhalt einer hohen Import- und Handelsfähigkeit von Elektrizität ist eine Strategische Reserve zu definieren.
- Die Wasserzinsen sollten nach neuen Spielregeln systemdienlicher und effizienter gestaltet werden; eine Reduktion erscheint aber nicht zwingend, weil der Wasserkraft nach wie vor Wettbewerbsfähigkeit attestiert werden kann.
- Die Reservevorhaltung und die Flexibilität sind durch eine geeignete Aufsicht sicherzustellen und auf die Jahreszeiten mit den häufigsten witterungsbedingt zu erwartenden Engpässen auszurichten.
- Strategische Reserve und Systemdienstleistungen sind in einer Höhe zu entschädigen, dass die dafür nötige Infrastruktur finanziert und unterhalten werden kann.
- Den Gebirgskantonen sollte es in Zukunft erlaubt werden, nebst den hoheitlichen Abgaben für die Wassernutzung (Wasserzinsen) auch vertragliche Gewinnbeteiligungen im Rahmen neuer Konzessionsverhandlungen zu vereinbaren, die nicht durch Bundesrecht beschränkt werden.

Skizze einer zweckdienlichen neuen Verfassungsbestimmung⁴⁷

„Volksinitiative für Versorgungssicherheit und Erhalt der Wasserkraft.

Die Schweizerische Bundesverfassung wird wie folgt ergänzt:

Artikel 89^{bis}

1 Die Gesetzgebung sorgt dafür, dass die bestehende Nutzung der Wasserkraft langfristig erhalten bleibt. Die gesetzlichen Rahmenbedingungen sind so anzupassen, dass Wasserkraftwerke nach dem Stand der Technik sowie den Erfordernissen des Umwelt- und Gewässerschutzes modernisiert werden können.

2 Entwickelt sich die Stromerzeugung aus Kernkraftwerken rückläufig, ist diese durch Strom aus erneuerbaren Energien zu ersetzen. Der Anteil der inländischen Stromerzeugung soll langfristig nicht unter 85 Prozent des durchschnittlichen Landesverbrauchs absinken, wobei dem Erhalt der bestehenden Speicherseen zur Reserve- und Leistungsvorhaltung besondere Beachtung zu schenken ist.

3 Die Gesetzgebung definiert die minimal zu wahrende Strategischen Reserve an Energie und Leistung zur Stromerzeugung auf Basis von Speicherseewasser und weiteren geeigneten Energiespeichern.

4 Die Strategische Reservehaltung und deren Bewirtschaftung durch Swissgrid sind zu entschädigen.

Übergangsbestimmungen

5 Soweit der Gesetzgeber nichts anderes bestimmt, führt der Bundesrat gestützt auf das Stromversorgungsgesetz Absatz 9 mindestens im Jahresrhythmus Ausschreibungen für neue Kraftwerkskapazitäten durch, um die Ziele gemäss Absatz 2 zu erreichen.

6 Die Höhe der Entschädigung für die strategische Energie- und Leistungsreserve von Speicherseewasser (Art. 89bis Absatz 3 und 4) beträgt während 30 Jahren ab Inkrafttreten des Verfassungsartikel 89^{bis} mindestens 275 Mio. CHF pro Jahr. Der Gesetzgeber kann diese Frist verlängern. Der Bundesrat passt die Leistungen regelmässig der Teuerung an.

6 Die Wasserzinsen, die von den Konzessionsnehmern vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2019 geleistet wurden, bleiben auf dem Niveau von 2019, unter Abzug der Leistungen gemäss Absatz 5, in Kraft. Eine Flexibilisierung ist möglich, solange die Einnahmen der Standortkantone und -Gemeinden im mehrjährigen Mittel nicht unter die bisherigen Leistungen zurückfallen.

7 Die Kantone sind frei, für Konzessionen, die nach Inkrafttreten von Artikel 89^{bis} vereinbart oder erneuert werden, eine Gewinnbeteiligung auf den Erträgen der Wasserkraft zu vereinbaren, die über die regulierten Abgaben gemäss Artikel 76 und 89^{bis} Bundesverfassung hinausgeht. Sie können dieses Recht ganz oder teilweise ihren Gemeinden übertragen.“

⁴⁷ Der Vorschlag ist juristisch ungeprüft und erhebt nicht den Anspruch, die definierten Erfordernisse abschliessend zu erfüllen.

Inhaltsverzeichnis

1. Ausgangslage: Wasserzinsen unter Druck	2
<i>Ertragsentwicklung der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft</i>	3
Monopolgeschäft und Stromaustausch mit dem Ausland rentabel	4
Verrechnungspreise verhindern Transparenz	5
Vernachlässigung der Wasserkraftwerke	6
Stützung der Wasserkraft zwecks Finanzierung von Kernkraftwerken	6
<i>Tatsächliche Kosten und Gewinnmargen der Wasserkraft</i>	7
Stromerlöse von gebundenen Kunden	9
Rentable Absatzmöglichkeiten im nahen Ausland	10
2. Stützung der Wasserkraft bei Annahme der Energiestrategie	11
<i>Massnahmen im Rahmen der Energiestrategie und weitere Entscheide und Vorschläge</i>	11
Entscheid des Bundesgerichts zur Durchschnittspreis-Methode	11
Beschluss des Ständerates im Rahmen der Netzstrategie	12
Verordnung eliminiert Durchschnittspreis-Methode ebenfalls	12
Energiestrategie: Marktprämie, Investitionsbeiträge, Eliminierung der Durchschnittspreis-Methode	13
Beurteilung der Massnahmen Energiestrategie	13
3. Vorschlag der UREK-N	15
<i>Neuer Antrag der Urek-N</i>	15
Neue Regelung im Nationalrat	16
<i>Die Neuregelung im Wortlaut</i>	16
Medienmitteilung der Urek	16
<u><i>Vorgeschlagene Gesetzesänderungen</i>.....</u>	<u>16</u>
<i>Mögliche Konsequenzen der Neuregelung</i>	17
Offene Fragen zum Antrag der Urek-N	17
Vorteile des Modells	18
Nachteile	19
Kostenfolgen für die Verteilnetzbetreiber	19
Verbilligung dank Wasserkraft?	20
Kostengarantie für die übrigen erneuerbaren Energien	20
Auswirkungen auf die Kernenergie	21
Kurzfristige Wirkung aus Sicht der Gebirgskantone	21
Mittelfristige Wirkung aus Sicht der Gebirgskantone	22
<i>Schlussfolgerungen zum Antrag der Urek-N</i>	22
Dringliche Klärung offener Fragen	23
4. Senkung Wasserzinsen – Vorschläge der Elektrizitätswirtschaft	25
<i>Streit um Strommarktordnung und Wasserzinsen geht weiter</i>	25
Interessen der Gebirgskantone und Stärken der Wasserkraft	26
Atomkraftwerke als neue Anspruchsgruppe	26
Gebirgskantone müssen sich entscheiden	27
<i>Vorschläge zur Senkung der Wasserzinsen von Swisselectric und SWV</i>	27
Federführung der Atomlobby	27
Forderungen von SWV, VSE und Swisselectric	28
Vorschlag des SWV: von 550 auf 205 Mio. CHF Wasserzinsen	30
<u><i>Vorschläge der Stromkonzerne für eine neue Marktordnung</i>.....</u>	<u>31</u>
<i>Grundversorgungsmodell von Alpiq</i>	31
Konfliktlinien beim Grundversorgungsmodell	32
<i>Das Versorgungs- und Klimamarktmodell (VKMM) der Axpo</i>	33
Konfliktlinien des Axpo-Modells	34
<i>Das Marktmodell der BKW</i>	35
5. Fehlende Anreize zur Reservehaltung gefährden Versorgungssicherheit	37
Versorgungsengpass im Winter 2015/2016	37
Versorgungsengpass im Winter 2016/2017	38
<i>Abgeltung der Energie-Reservehaltung statt Blackout-Risiken</i>	40
Das Modell der BKW: wettbewerbliche Kapazitätsmärkte	41

Die Defizite des BKW-Modells	42
„Wettbewerb“ spielt nicht bei bereits erstellter Infrastruktur	43
Skepsis auch bei Swissgrid – aus dem Swissgrid Positionspapier	44
<i>Strategische Reserve mit Abgeltung auf Kostenbasis</i>	45
Strategische Reserve: Verknüpfung mit den Wasserzinsen	46
Geringe Marktwirkung	47
6. Optionen der Gebirgskantone	49
<i>Rekapitulation</i>	49
Auf der Suche nach einem gerechten und EU-kompatiblen System	49
Grossbritannien ist kein Vorbild	49
Strategischen Reserve: 275 Mio. CHF – Halbierung der Wasserzinsen	50
<i>Politische Handlungsoptionen der Konzessionsgemeinden</i>	51
<u>Schritt 1: Beobachten, was aus dem Antrag Urek-N wird</u>	<u>51</u>
<u>Schritt 2: Klärung der Präferenzen der IBK und Herbeiführung der „Referendumsfähigkeit“</u>	<u>52</u>
A1) Rechtskräftigkeit des Antrags Urek-N ohne Reduktion der Wasserzinsen:	52
A2) Rechtskräftigkeit des Antrags Urek-N, aber mit Reduktion der Wasserzinsen:	53
B1) Scheitern des Antrags Urek-N	53
<u>Schritt 3: Verteidigung der Wasserzinsen</u>	<u>54</u>
<u>Schritt 4: Allianzenbildung für ein neues Modell</u>	<u>54</u>
Revision des geltenden Wasserrechts-Artikels	55
<i>Grundlegende Ansprüche an eine tragfähige Lösung</i>	55
Skizze einer zweckdienlichen neuen Verfassungsbestimmung	56
<i>Übergangsbestimmungen</i>	56

Gemeinde (112)	Steuern juristische Personen	Steuern natürliche Personen	Steuern FA 2017	Wasserzins + Abgeltungsleistung	WZ in % Steuern
Ferrera	142'346	131'273	273'620	1'734'775	634%
Rongellen	4'678	92'853	97'531	403'822	414%
Zillis-Reischen	92'321	570'205	662'526	2'709'098	409%
Buseno	20'534	113'195	133'729	445'546	333%
Sufers	36'196	235'959	272'155	774'691	285%
Avers	71'733	191'281	263'015	698'920	266%
Medel (Lucmagn)	140'811	449'386	590'197	1'493'419	253%
Andeer	199'888	1'446'307	1'646'195	3'514'449	213%
Casti-Wergenstein	7'296	86'399	93'695	177'702	190%
Donat	27'991	224'439	252'430	350'810	139%
Safiental	152'796	886'400	1'039'196	1'328'971	128%
Rossa	19'941	220'597	240'538	303'258	126%
Sumvitg	273'241	1'566'017	1'839'258	2'276'268	124%
Zernez	458'444	3'361'170	3'819'614	3'860'146	101%
Andiast	23'204	248'797	272'001	272'515	100%
Waltensburg/Vuorz	86'650	468'375	555'024	503'929	91%
Vals	723'444	1'859'892	2'583'336	1'935'291	75%
Filisur	182'157	672'211	854'367	617'281	72%
Mutten	15'369	74'112	89'481	62'060	69%
Soazza	160'265	842'854	1'003'119	655'398	65%
Albula/Alvra	790'765	2'240'035	3'030'800	1'955'534	65%
Castaneda	52'575	505'597	558'172	333'704	60%
Lohn	5'499	31'915	37'414	21'774	58%
Calanca	52'527	293'515	346'042	199'227	58%
Valsot	393'627	2'213'414	2'607'041	1'477'410	57%
Mesocco	193'876	2'453'603	2'647'478	1'430'663	54%
Bergün/Bravuogn	116'603	922'426	1'039'029	556'310	54%
Bregaglia	1'332'175	4'028'760	5'360'936	2'305'316	43%
Scuol	1'202'115	10'485'347	11'687'462	5'015'388	43%
Brusio	1'434'496	1'806'776	3'241'271	1'327'024	41%
Mathon	4'051	60'097	64'148	25'804	40%
Tujetsch	884'901	3'173'254	4'058'155	1'565'586	39%
Disentis/Mustér	499'456	3'427'031	3'926'487	1'453'840	37%
Trun	226'421	1'601'565	1'827'986	672'036	37%
S-chanf	135'676	2'347'700	2'483'376	868'385	35%
Breil/Brigels	589'266	2'037'396	2'626'662	857'629	33%
Sils i.D.	346'680	1'347'998	1'694'678	527'646	31%
Lumnezia	457'574	3'214'466	3'672'040	1'066'378	29%
Tschiertschen-Praden	59'047	554'824	613'871	176'753	29%
Conters i.P.	19'352	338'498	357'850	98'451	28%
Lostallo	141'504	981'696	1'123'199	301'235	27%
Surses	1'244'486	5'476'589	6'721'075	1'788'756	27%
Schmitten	30'652	395'337	425'988	109'412	26%
Cama	39'612	1'068'596	1'108'208	237'557	21%
Grono	492'476	2'046'012	2'538'488	503'971	20%
Poschiavo	1'706'997	5'388'345	7'095'342	1'407'971	20%
Scharans	751'603	1'353'169	2'104'772	357'601	17%
Ilanz/Glion	1'475'832	7'981'464	9'457'296	1'450'348	15%
Maladers	11'884	793'515	805'398	116'051	14%
Splügen	94'074	782'228	876'302	118'062	13%
Thusis	851'470	5'040'914	5'892'384	620'447	11%
Tamins	78'275	2'385'132	2'463'407	251'000	10%
Fürstenu	41'818	617'755	659'572	66'601	10%
Trin	204'028	2'520'456	2'724'483	263'144	10%
Küblis	308'987	1'366'457	1'675'444	140'168	8%
Roveredo	627'105	3'765'267	4'392'372	337'185	8%
Klosters-Serneus	1'896'896	16'980'591	18'877'487	1'233'646	7%
Sagogn	61'190	1'395'068	1'456'258	90'856	6%
Seewis i.P.	565'446	2'153'920	2'719'366	166'553	6%
Vaz/Oberfaz	1'611'732	11'927'671	13'539'403	645'738	5%
Luzein	138'361	2'156'073	2'294'434	96'365	4%
Rothenbrunnen	212'744	451'135	663'879	27'473	4%
Arosa	1'102'259	11'119'373	12'221'633	481'014	4%
Felsberg	179'486	4'892'406	5'071'892	198'992	4%
Cazis	318'986	2'890'438	3'209'424	124'498	4%
Bonaduz	2'688'965	5'888'559	8'587'524	231'291	3%
Domleschg	315'791	3'303'056	3'618'847	83'251	2%
Grüsch	1'259'856	3'345'178	4'605'034	96'564	2%
Davos	5'728'872	37'510'757	43'239'629	882'743	2%
Domat/Ems	7'289'729	13'297'956	20'587'685	415'400	2%
Val Müstair	400'713	2'821'020	3'221'733	58'402	2%
Schluen	258'232	1'051'207	1'309'439	19'730	2%
San Vittore	430'938	1'540'982	1'971'919	23'482	1%
Churwalden	355'957	4'260'989	4'616'946	46'624	1%

Gemeinde (112)	Steuern juristische Personen	Steuern natürliche Personen	Steuern FA 2017	Wasserzins + Abgeltungsleistung	WZ in % Steuern
Laax	755'229	6'286'577	7'041'806	69'323	1%
Pontresina	1'410'292	10'289'166	11'699'458	101'113	1%
Sils i.E./Segl	507'370	3'681'860	4'189'230	30'529	1%
Rhâzüns	346'308	2'074'911	2'421'219	14'985	1%
Flims	1'057'325	10'018'634	11'075'959	57'290	1%
Obersaxen Mundaun	287'445	2'547'150	2'834'595	14'463	1%
Silvaplana	559'338	7'067'566	7'626'905	30'529	0%
Celerina/Schlarigna	1'568'322	11'427'097	12'995'419	45'570	0%
St. Moritz	6'698'312	40'860'670	47'558'983	99'142	0%
Lantsch/Lenz	149'597	1'419'428	1'569'026	2'873	0%
Haldenstein	462'910	1'970'159	2'433'069	2'231	0%
Untervaz	818'069	4'301'926	5'119'995	2'457	0%
Chur	17'145'244	89'049'879	106'195'122	45'837	0%
Zizers	700'323	6'476'449	7'176'772	2'332	0%
Trimmis	674'580	6'446'065	7'120'645	1'492	0%
Landquart	2'629'024	14'901'739	17'530'763	1'220	0%
Bever	210'137	2'521'648	2'731'785	0	0%
Falera	192'524	2'091'359	2'283'883	0	0%
Fideris	97'391	900'666	998'056	0	0%
Fläsch	50'953	1'824'515	1'875'467	0	0%
Flerden	6'080	239'448	245'528	0	0%
Furna	17'255	202'250	219'505	0	0%
Hinterrhein	9'607	83'448	93'055	0	0%
Jenaz	111'159	1'698'455	1'809'614	0	0%
Jenins	71'977	2'434'053	2'506'031	0	0%
La Punt-Chamues-ch	278'462	3'339'273	3'617'735	0	0%
Madulain	56'512	990'293	1'046'804	0	0%
Maienfeld	1'012'187	8'596'509	9'608'696	0	0%
Malans	440'676	6'856'571	7'297'247	0	0%
Masein	18'978	617'612	636'590	0	0%
Nufenen	17'810	171'965	189'775	0	0%
Samedan	1'549'765	10'157'597	11'707'362	0	0%
Samnaun	641'743	2'925'196	3'566'939	0	0%
Schlers	490'798	3'924'369	4'415'167	0	0%
Sta. Maria i.C.	2'645	259'194	261'839	0	0%
Tschappina	14'802	174'091	188'893	0	0%
Urmein	17'445	393'461	410'906	0	0%
Zuoz	632'410	5'049'066	5'681'476	0	0%



COMUNE DI

Bregaglia

COMUNE DI BREGAGLIA • CP 36 • 7606 Promontogno

Onorevole
Presidente della Confederazione
Signora Doris Leuthard
Direttrice DATEC
Kochgasse 6
3003 Berna

T +41(0)81 822 60 70
F +41(0)81 822 60 61

anna.giacometti@bregaglia.ch
www.bregaglia.ch

Promontogno, 27 settembre 2017

Avamprogetto concernente la revisione parziale della legge sulle forze idriche

Presenza di posizione

Onorevole Presidente della Confederazione,
Gentili Signore, egregi Signori

Mediante comunicazione del 22 giugno 2017 ci avete concesso la possibilità di esprimerci in merito all'avamprogetto concernente la revisione parziale della legge sulle forze idriche (in particolare il nuovo canone massimo per i diritti d'acqua previsto dal 1° gennaio 2020). Abbiamo preso visione della documentazione e delle prese di posizione della Conferenza dei Governi dei Cantoni Alpini (CGCA) e della "Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK)".

Il Municipio del Comune di Bregaglia ha discusso la questione e deciso di sostenere quanto proposto dalla IBK e dalla CGCA.

Richiediamo perciò, sulla base delle prese di posizione sopra citate, che i canoni d'acqua vengano lasciati al livello attuale.

I canoni d'acqua sono di vitale importanza per il nostro Comune e qualsiasi loro riduzione comporterebbe per noi una grossa perdita nelle entrate, con la necessità quasi certa di aumentare il tasso d'imposta comunale in modo non indifferente.

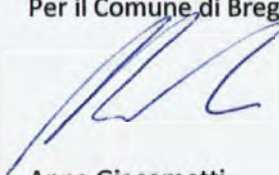
L'attuale stato di crisi dovuto alla frana del Cengalo ci conferma l'importanza per i Comuni ed i Cantoni di montagna di poter contare su finanze solide e preventivabili nel tempo. Siamo commossi per gli aiuti e la grande solidarietà dimostrate da tutta la Svizzera in questi momenti difficili, vorremmo che questa vicinanza e solidarietà del popolo svizzero venisse confermata anche quando si discutono temi così

importanti, almeno per noi, come i canoni d'acqua. La coesione nazionale è a nostro avviso più importante degli interessi economici delle aziende idroelettriche.

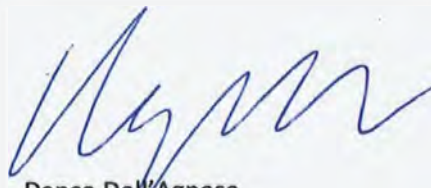
Vi ringraziamo nuovamente per averci concesso la possibilità di esprimere il nostro parere e chiediamo al Consiglio federale di tenere conto delle nostre argomentazioni in sede di revisione del progetto.

Con i nostri più cordiali saluti.

Per il Comune di Bregaglia:



Anna Giacometti
Sindaco



Danco Dell'Agnese
Segretario comunale

Copia per conoscenza:

- Consigliere di Stato Dr. Mario Cavigelli, Coira (per e-mail)



GEMEINDE ZILLIS-REISCHEN

7432 Zillis-Reischen

Tel: 081 661 13 83

Fax: 081 630 70 10

Mail: info@zillis-reischen.ch

Web: www.zillis-reischen.ch

Frau Bundesrätin
Doris Leuthard
Vorsteherin UVEK
Kochergasse 6
3003 Bern

7432 Zillis, 15. September 2017

Vernehmlassung Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrte Frau Bundesrätin

Wir erklären mit diesem Schreiben, dass wir die Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020) vollumfänglich unterstützen.

Wir ersuchen Sie dringend, die Wasserzinsen auf der bisherigen Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

Die Wasserzinsen haben für unsere Gemeinde eine ganz besondere Bedeutung, um nicht zu sagen, diese sind überlebenswichtig für unsere Gemeinde Zillis-Reischen mit 400 Einwohnerinnen und Einwohnern. Die nachstehenden Ausführungen wollen Sie nicht als „Gejammer“ sondern als Fakten ansehen. Wir verschwenden keine Gelder.

- Die jährlichen Wasserzinsen, die wir von den Kraftwerken Hinterrhein erhalten, betragen jeweils rund Fr. 1.500.000.- (zehnjähriges Mittel). Das scheint im Augenblick eine grosse Summe im Verhältnis zu der Einwohnerzahl.
- Wir haben jedoch die Pflicht, die Schulen in der Talschaft und am Schamserberg zu unterstützen. Bei uns besuchen die Real- und Sekundarschüler aus Andeer, dem Schamserberg, Rongellen sowie Zillis-Reischen den Unterricht. In Andeer ist die Unterstufe angesiedelt. Überdies wird so der romanische Kindergarten in Zillis sowie die romanische Unterstufe in der Gemeinde Donat finanziert. Der Schulverband Schams kostet unsere Gemeinde jährlich rund Fr. 800.000.-.
- Als Mitglied des Spitalverbandes mit Sitz in Thusis haben wir jährlich mindestens Fr. 50'000.- einzusetzen.
- Das Alters- und Pflegeheim in Andeer kostet uns als Mitgliedsgemeinde derzeit Fr. 60'000.-.
- 5 % der Wasserzinsen oder ca. Fr. 75'000.- müssen jährlich der Corporaziun Val Schons abgeliefert werden. Diese wiederum kann davon verwenden: 25 % für die finanzielle Unterstützung von Vorhaben öffentlicher Trägerschaften, 35 % für die Förderung der beruflichen Aus- und Weiterbildung sowie der musikalischen Erziehung, 20 % für die Förderung von Kultur, Erziehung und Sport und 20 % zur Verteilung an jene Talgemeinden, die über geringe Wasserzins- und Steuereinnahmen aus der Kraftwerkunternehmung verfügen.
- In den Finanzausgleich des Kantons Graubünden gehen dieses Jahr rund Fr. 350.000.- (2018 werden es rund Fr. 300.000.- sein).

- Aus dem übrig gebliebenen Kapital und den Steuern sollten dann noch die Sozialfälle finanziert werden, die Löhne der Angestellten der Gemeinde bezahlt werden, Unterhaltsarbeiten an den Infrastrukturen (Leitungsnetz, Reservoirs für Trink- und Löschwasser, Abwasser, Unterhalt der Abwasserreinigungsanlage, Strassen und Plätze) vorgenommen werden, von einer Schuldentilgung ganz zu schweigen. Überdies müssen wir unseren Schutzwald (Lawinengefahr, Steinschlag, Muhrgänge) pflegen und geeignete Massnahmen dafür ergreifen. Das riesige Gemeindegebiet reicht über die Viamala hinaus und bis auf Gebiet der Gemeinde Mutten und bedeutet Lasten und Pflichten, die sich aus Pflege usw. ergeben.
- Der Tourismus in unserem Tal ist ein weiteres Standbein, ist aber auch mit Kosten verbunden (obligatorische Pflege der Weitwanderwege Via Spluga und Veia Traversina, Brückenkontrolle etc.). Die Einnahmen aus der Vermarktung unserer weltberühmten Kirchendecke vermögen knapp die Kosten zu decken. Die Pflege und Restaurierung bedeutet jährlich einen Anteil von rund Fr. 60.000.-. Die Einnahmen aus dem Tourismus jeglicher Art sind leider auch rückläufig und die diesbezüglichen Bemühungen zur Ankurbelung sind nicht sehr erfolgreich.

Für uns sind die Einnahmen aus den Wasserzinsen elementar. Sofern wir die Schulen und die nötigen Investitionen in der Gemeindeinfrastruktur nicht mehr finanzieren können, wird dies eine unweigerliche Abwanderung aus dem Tal nach sich ziehen. Diese Leute werden nicht mehr zurückkehren und hier leben und in der Nähe arbeiten wollen. Dank der guten Verbindungen mit den öffentlichen Verkehrsmitteln nehmen die Einwohner und Einwohnerinnen einen längeren Arbeitsweg in Kauf. Sobald aber eine intakte Umgebung fehlt, wird eine tägliche Heimkehr nicht mehr in Erwägung gezogen.

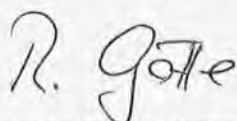
Bereits der Wegfall des geplanten Drittels der heutigen Wasserzinsen hat fatale Folgen für alle, inklusive unseren Kanton.

Ausserdem fragen wir uns, ob die abgeschlossenen Verträge mit den Kraftwerken einfach so ohne weiteres zugunsten eines neuen Modells vernachlässigt werden können.

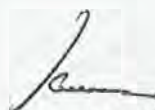
Sie sehen, geschätzte Frau Bundesrätin, wir blicken sorgenvoll in die Zukunft und es ist uns ein Anliegen, dass unsere Bedenken ernst genommen werden.

Mit freundlichen Grüssen

Gemeinde Zillis-Reischen



Regula Götte, Gemeindepräsidentin



Andi Danuser, Kanzlist

KLEINER LANDRAT

Berglistutz 1, Postfach
7270 Davos Platz 1
Telefon +41 81 414 30 10
Fax +41 81 414 30 49
kanzlei@davos.gr.ch
www.gemeindedavos.ch



Sitzung vom 26.09.2017
Mitgeteilt am 29.09.2017
Protokoll-Nr. 17-608
Reg.-Nr. E3.1

Kleiner Landrat, Postfach, CH-7270 Davos Platz 1

Bau-, Verkehrs- und Forstdepartement
Graubünden
Herrn Regierungsrat Dr. Mario Cavigelli
Stadtgartenweg 11
7001 Chur

Vernehmlassungsvorlage des Bundesrats zur Wasserzinsregelung ab 2020, Stellungnahme der Gemeinde Davos

Sehr geehrter Herr Regierungsrat
Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 29. August 2017 haben Sie uns zur Stellungnahme über die Vorlage des Bundesrats für eine Wasserzinsregelung ab dem Jahr 2020 eingeladen. Die Gemeinde Davos ist als flächengrosse Berggebietsgemeinde mit einem Einzugsgebiet wasserreicher Flüsse von dieser Thematik direkt betroffen. Wir machen deshalb gerne von Ihrer Einladung Gebrauch und überlassen Ihnen nachfolgend unsere Stellungnahme.

Vorweg: Der Haushalt der Gemeinde Davos mit einem jährlichen Gesamtertrag von rund 110 Millionen Franken finanziert sich aus zahlreichen Quellen, wobei die Wasserzinsen von etwa 1 Million Franken nur eine untergeordnete Rolle spielen. Dennoch stellen die Wasserzinsen, die wie andere Einnahmequellen zu einem Gesamtergebnis beitragen, einen unverzichtbaren Einnahmenanteil und ein sachlich begründetes Entgelt für die exklusive energetische Nutzung einer Ressource der Natur dar, die dem Gemeinwesen zu entschädigen ist.

Eine überzeugende Begründung für die zur Diskussion stehende Senkung des Wasserzinsmaximums erschliesst sich uns nicht. Zwar bestehen Turbulenzen am Strommarkt und die Marktpreise sind in den letzten Jahren sehr tief. Jedoch konnte während Jahrzehnten zuvor, streckenweise auch bei tiefen Marktpreisen, bei ruhigem Marktgeschehen von den Elektrizitätsgesellschaften sehr gut gearbeitet werden. Es ist wirtschaftspolitisch ein falsches Zeichen, sogleich bei Einsetzen von "marktwirtschaftlichem Wellengang" die eigenen unzweifelhaft begründeten Ansprüche zugunsten positiver wirtschaftlicher Ergebnisse von einzelnen privaten Gesellschaften zurückzuschrauben. Wie könnte ein solches Verhalten unseren Bürgerinnen und Bürgern und Steuerzahlenden überzeugend kommuniziert werden?

Der Kleine Landrat ist deshalb hoch erfreut über die klare Haltung der Regierungskonferenz der Gebirgskantone mit ihrer Stellungnahme an die Vorsteherin des UVEK. Auf den Wasserzins in der bisherigen Höhe und in der Form der bisherigen gesetzlichen Festlegung wollen und dürfen

wir bis zum Inkrafttreten des marktnahen Modells nicht verzichten. Haben Elektrizitätsgesellschaften wirtschaftliche Schwierigkeiten, sind Lösungen im Sinne überbrückender finanzieller Hilfestellungen zu suchen, die den Charakter von rückzahlbaren Darlehen haben, nur bei Ausweisung und Transparenz der Geschäftszahlen der Gesuchsteller ausgerichtet werden und bei späterer wirtschaftlicher Erholung vollständig beglichen werden müssen.


Wir sind geradezu froh, dass sich die Regierungskonferenz so intensiv und vertieft mit dieser Fragestellung auseinandergesetzt, die Sachlage und die bisherigen Geschehnisse genau analysiert und dem Bundesrat mit seiner Politik und Argumentation einen Spiegel vorgehalten hat. Es ist für den Kleinen Landrat in dieser Sache deshalb nicht mehr nötig, bereits mit viel Sachverstand Gesagtes zu wiederholen. Wir ersuchen Sie höflich, Herr Regierungsrat, im Rahmen der Stellungnahme unseres Kantons an das UVEK mindestens ebenso sachlich klar und unmissverständlich die Position des Kantons Graubünden zu vertreten.

Für Ihre Einladung an die Gemeinde Davos zur Stellungnahme, aber vor allem für Ihren Einsatz für die Werterhaltung unseres "Bodenschatzes" Wasser und für Ihren Einsatz im Dienste der Gemeinden sprechen wir Ihnen unseren herzlichen Dank aus.

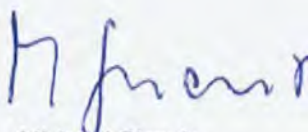
Freundliche Grüsse

Gemeinde Davos

Namens des Kleinen Landrates



Tarzisius Caviezel
Landammann



Michael Straub
Landschreiber



Mitteilung an

- Vorsteherin Departement II, valerie.favre@davos.gr.ch
- EWD AG, c.huber@ewd.ch
- Region Prättigau/Davos, georg.fromm@praettigau-davos.ch
- Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden, reto.joerger@vals.ch

Gemeindevorstand
Via dil Casti 2
CH-7017 Flims Dorf
Tel. +41 81 928 29 29
Fax +41 81 928 29 30
gemeinde@gemeindeflms.ch
www.gemeindeflms.ch

Frau Bundespräsidentin
Doris Leuthard
Vorsteherin UVEK
Kochergasse 6
3003 Bern

Martin Kuratli
Tel. + 41 81 928 29 29
Martin.Kuratli@gemeindeflms.ch

Flims, 18. September 2017

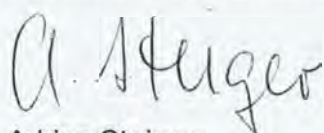
Vernehmlassung Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin

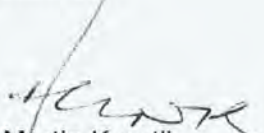
Der Gemeindevorstand hat die Vernehmlassung der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Wasserzinsregelung zur Kenntnis genommen. Er unterstützt diese vorbehaltlos und mit Nachdruck.

Wir ersuchen Sie dringend, die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

Freundliche Grüsse
Im Namen des Gemeindevorstandes



Adrian Steiger
Gemeindepräsident



Martin Kuratli
Gemeindeschreiber

Kopie
Gemeindevorstand Info



Administraziun communal
Gemeindeverwaltung
7014 Trin

Telefon 081 635 11 37
Fax 081 635 17 49
Mail gemeinde@gemeindetrin.ch
Web www.trin.ch

Trin

Frau
Bundesrätin Doris Leuthard
Bundeshaus
3000 Bern

7014 Trin, 11. September 2017

Vernehmlassung Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrte Frau Bundesrätin


Hiermit erklären wir die Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020) vollumfänglich zu unterstützen.

Wir ersuchen Sie dringend die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern. Dies mindestens solange, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

Die Wasserzinsen haben für unsere Gemeinde eine besondere und auch sehr grosse Bedeutung. Sind wir doch auf jeden Franken auf der Einnahmenseite angewiesen um unsere gesamte Infrastruktur aufrecht zu erhalten, und um den heute bestehenden Bedürfnissen der Bevölkerung Rechnung zu tragen.



Gemeindevorstand Trin


Stefan Cahenzli
Gemeindepräsident


Jean-Marc Rietmann
Gemeindeschreiber



Administraziun communal
GEMEINDEVERWALTUNG

Casa Sentupada, 7165 Breil/Brigels
Tel. 081 941 11 55, Fax 081 941 26 66, www.breil.ch

Frau Bundespräsidentin
Doris Leuthard
Vorsteherin UVEK
Kochergasse 6
3003 Bern

Brigels, 25. September 2017 CS/ca

Vernehmlassung Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrter Frau Bundespräsidentin

Hiermit erklären wir, die Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020) vollumfänglich zu unterstützen.

Wir ersuchen Sie dringend, die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

Die Wasserzinsen haben für unsere Gemeinde eine ganz besondere Bedeutung.

Freundliche Grüsse

GEMEINDEVORSTAND BRIGELS

Der Präsident: Der Aktuar:


Clau Schlosser 
Curdin Cadonau



GEMEINDE SAMNAUN
7562 SAMNAUN-COMPATSCH

Frau Bundespräsidentin
Doris Leuthard
Vorsteherin UVEK
Kochergasse 6
3003 Bern

Samnaun, 08. September 2017

VERNEHMLASSUNG WASSERZINSREGELUNG AB 2020

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Hiermit erklären wir, die Stellungnahmen der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden und der Regierungskonferenz der Gebirgskantone zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020) vollumfänglich zu unterstützen.

Wir ersuchen den Bundesrat dringend, die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

Die Wasserzinsen haben für unsere Gemeinde bezüglich der Region Engiadina Bassa / Val Müstair und dem kantonalen Finanzausgleich eine sehr grosse Bedeutung.

Freundliche Grüsse



Hans Kleinstein
Gemeindepräsident

Arno Jäger
Vizepräsident



Gemeinde Rongellen

Gemeindekanzlei
Husmatta 3
7430 Rongellen

Tel. 081 651 44 96
Fax 081 630 01 37
rongellen@bluewin.ch

Frau
Bundesrätin Doris Leuthard

3000 Bern

Rongellen, 01. September 2017

Vernehmlassung Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrte Frau Bundesrätin

Hiermit erklären wir, die Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020) vollumfänglich zu unterstützen.

Wir ersuchen Sie dringend, die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

Die Wasserzinsen haben für unsere Gemeinde eine ganz besondere Bedeutung.

Mit freundlichem Gruss

Gemeindevorstand Rongellen

Luzi Conrad
Gemeindepräsident

Christian Kunfermann
Vorstandsmitglied



CH-7144 Vella, 30/08/2017

Frau
Bundesrätin Doris Leuthard
3000 Bern

Vernehmlassung Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrte Frau Bundesrätin

Hiermit erklären wir, die Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020) vollumfänglich zu unterstützen.

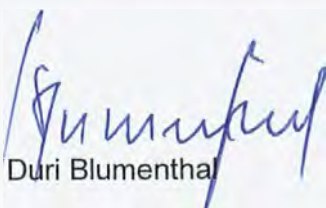
Wir ersuchen Sie dringend, die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

Eine Wasserzinsreduktion von CHF 110.00 auf CHF 80.00 würde für die Gemeinde Lumnezia einen jährlichen Verlust von CHF 300'000.00 bedeuten.

Mit freundlichen Grüssen


Gemeinde Lumnezia

Der Gemeindepräsident:


Duri Blumenthal



Der Gemeindegeschreiber:



Marcus Cavegn

Gemeinderat
CH-7132 Vals
Tel. +41 81 935 11 79
Fax +41 81 935 16 26
gemeinde@vals.ch
www.vals.ch

Vals®

Frau
Bundesrätin Doris Leuthard
3000 Bern

Vals, 12. September 2017

Vernehmlassung Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrte Frau Bundesrätin

Der Gemeinderat hat die Vernehmlassung der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Wasserzinsregelung anlässlich seiner Sitzung vom 7. September 2017 zur Kenntnis genommen. Er unterstützt diese vorbehaltlos und mit Nachdruck.

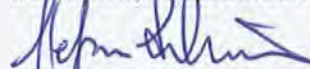
Wir ersuchen Sie dringend, die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

Die Wasserzinsen haben für unsere Gemeinde existenzielle Bedeutung: Sie betragen rund 46 % der Gemeindeeinnahmen. Eine Kürzung würde unseren Finanzhaushalt aus dem Gleichgewicht bringen.

Mit freundlichen Grüssen

NAMENS DES GEMEINDERATES

der Gemeindepräsident:


Stefan Schmid

der Gemeindegeschreiber:


Reto Jörgler



DAS BERGDORF.



Gemeindevorstand
Postfach 57
7180 Disentis/Mustér

Tel. 081 920 36 36
Fax 081 920 36 37
admin@disentis.ch
www.disentis.ch

Frau Bundespräsidentin
Doris Leuthard
Vorsteherin UVEK
Kochergasse 6
3003 Bern

Disentis/Mustér, 12. September 2017
Q:\860 Energia\Vernehmlassung Wasserzinsregelung ab 2020.doc

Vernehmlassung Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin

Hiermit erklären wir, die Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020) vollumfänglich zu unterstützen.

Wir ersuchen Sie dringend, die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

Die vorgesehene Reduktion der Wasserzinsen um 27 % hätte für unsere Gemeinde jährliche Mindereinnahmen von über CHF 400'000.-- zur Folge. Um diese Reduktion zu kompensieren, müssten wir unseren bereits hohen Steuerfuss von 120 % um mindestens 10 % erhöhen. Eine solche Massnahme würde auf keinen Fall der zunehmenden Entvölkerung unserer Bergregion entgegen wirken.

Herzlichen Dank für Ihr Verständnis und Ihre Unterstützung.

Freundliche Grüsse

Gemeindevorstand Disentis/Mustér

Der Präsident:

Der Gemeindevorstand:

Robert Cajacob

Andri Hendry





Frau
Bundesrätin Doris Leuthard
3000 Bern

13. September 2017

Vernehmlassung Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrte Frau Bundesrätin

Hiermit erklären wir, die Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020) vollumfänglich zu unterstützen.

Wir ersuchen Sie dringend, die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

Die Wasserzinsen haben für unsere Gemeinde eine ganz besondere Bedeutung.

Freundliche Grüsse

CUMÜN DA SCUOL

Für den Gemeindevorstand:

Christian Fanzun, Präsident

Andri Florineth, Gemeindevorstand



Vischnaunca Tujetsch
Gemeinde Tujetsch

Via Alpsu 62
7188 Sedrun
Telefon 081 920 47 80
Telefax 081 949 22 10
info@tujetsch.ch
www.tujetsch.ch

Frau
Bundesrätin Doris Leuthard
3000 Bern

Sedrun, den 11. September 2017

Vernehmlassung Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrte Frau Bundesrätin

Hiermit erklären wir, die Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020) vollumfänglich zu unterstützen.

Wir ersuchen Sie dringend, die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

Die Wasserzinsen haben für unsere Gemeinde eine ganz besondere Bedeutung und machen einen erheblichen Anteil an den jährlichen Einnahmen aus. Die Einnahmen aus den Wasserzinsen sind dringend nötig, um einen Teil der Gemeindeausgaben zu finanzieren.

Gemeinde Tujetsch

Beat Roeschlin
Gemeindepräsident

Simon Collenberg
Leiter Gemeindezentrum



Administraziun

Forum
7537 Müstair
TEL +41 (0)81 851 62 00
FAX +41 (0)81 851 62 01
administraziun@cdvm.ch

Frau Bundespräsidentin
Doris Leuthard
Vorsteherin UVEK
Kochergasse 6
3003 Bern

Müstair, 15.09.2017

Vernehmlassung Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrte Frau Bundesrätin

Hiermit erklären wir, die Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020) vollumfänglich zu unterstützen.

Wir ersuchen Sie dringend, die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

Die Wasserzinsen haben für unsere Gemeinde eine ganz besondere Bedeutung.

Freundliche Grüsse,
Cumün da Val Müstair



Rico Lamprecht, Gemeindepräsident

Not Manatschal, Gemeindeschreiber



Frau
Bundesrätin Doris Leuthard
CH-3000 Bern

Sumvitg, 18. September 2017

Vernehmlassung Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrte Frau Bundesrätin Leuthard

Hiermit erklären wir, die Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020) vollumfänglich zu unterstützen.

Wir ersuchen Sie dringend, die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

Die Wasserzinsen haben für unsere Gemeinde eine ganz wichtige Bedeutung. Eine Senkung der Wasserzinsen hätte für unsere finanzschwache Gemeinde grosse finanzielle Auswirkungen.

Gerne stehen wir Ihnen jederzeit für Fragen zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

Gemeindevorstand Sumvitg

Der Präsident

Der Aktuar



Armin Candinas



Fabian Collenberg



Frau
Bundespräsidentin Doris Leuthard
Vorsteherin OVEK
Kochergasse 6
3003 Bern

7444 Ausserferrera, 14. September 2017

Vernehmlassung Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin

Hiermit erklären wir, die Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020) vollumfänglich zu unterstützen.

Wir ersuchen Sie dringend, die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

Die Wasserzinsen haben für unsere Gemeinde eine ganz besondere Bedeutung. Eine Reduktion der Wasserzinseinnahmen hätte für die Gemeinde Ferrera Personalabbau und Steuererhöhungen zur Folge.

Freundliche Grüsse

Gemeinde Ferrera
Der Präsident

Albert Rauch



Die Aktuarin

Tamara Melanie Jörg

Frau
Bundesrätin Doris Leuthard

3000 Bern

Trun, 15.09.2017

Vernehmlassung Wasserzinsregelung ab 2020

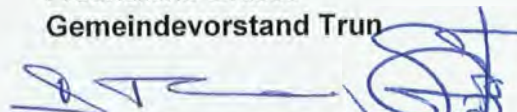
Sehr geehrte Frau Bundesrätin

Hiermit erklären wir, die Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020) vollumfänglich zu unterstützen.

Wir ersuchen Sie dringend, die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

Freundliche Grüsse

Gemeindevorstand Trun



Dumeni Tomaschett Sandra Gautschi
Gemeindepräsident Aktuarin



ADMINISTRAZIUN COMMUNALA • GEMEINDEVERWALTUNG
CH-7158 WALTENSBURG/VUORZ
Tel • 081 936 20 00
Fax • 081 936 20 04
Mail • kontakt@waltensburg-vuorz.ch
Home • www.waltensburg-vuorz.ch

Frau
Bundesrätin
Doris Leuthard
3000 Bern

Waltensburg/Vuorz, 20. September 2017

Vernehmlassung Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrte Frau Bundesrätin

Hiermit erklären wir, die Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020) vollumfänglich zu unterstützen.

Wir ersuchen Sie dringend, die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

Die Wasserzinsen haben für unsere Gemeinde eine ganz besondere Bedeutung. In der Gemeinderechnung 2016 haben die Wasserzinsen einen Anteil von 17 % von den Gesamteinnahmen. Dies bedeutet, dass eine Senkung des Wasserzinses eine drastische Einnahmeneinbusse zur Folge hätte und somit das Leistungsniveau zu Gunsten der Bevölkerung nicht aufrechterhalten werden könnte.

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit zur Stellungnahme und ersuchen den Bundesrat unseren Argumenten bei der Überarbeitung der Vorlage ernsthafte Beachtung zu schenken.

Freundliche Grüsse

GEMEINDEVORSTAND
WALTENSBURG/VUORZ

Der Präsident: Der Aktuar:

Guido Dietrich

Gian-Luca Lutz





Gemeindekanzlei Avers

Frau
Doris Leuthard
Bundespräsidentin
Kochergasse 6
3003 Bern

Cresta/Avers, 20. September 2017

Vernehmlassung Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin

Hiermit erklären wir, die Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020) vollumfänglich zu unterstützen.

Wir ersuchen Sie dringend, die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

Die Wasserzinsen haben für unsere periphere Gemeinde mit Streusiedlungen und den damit verbundenen hohen Infrastrukturkosten eine ganz besondere Bedeutung, machen diese doch rund 35 % der Einnahmen der Gemeinde Avers aus. Eine Senkung der Wasserzinsen würde die Gemeinde in starke, finanzielle Bedrängnis führen.

Freundliche Grüsse
Gemeindevorstand Avers



Kurt Patzen, Gemeindepräsident

Michael Dettli, Gemeindekanzlist



Vaschinadi Casti-Vargistagn Gemeinde Casti-Wergenstein

Gemeinde Casti-Wergenstein
Gemeindekanzlei
Farden 40
7433 Donat

☎ 081 661 22 61
gemeindedonat@bluewin.ch

Frau Bundesrätin
Doris Leuthard
3000 Bern

Wergenstein, 19. September 2017
MD-LU

Vernehmlassung Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrte Frau Bundesrätin

Hiermit erklären wir, die Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020) vollumfänglich zu unterstützen.

Wir ersuchen Sie dringend, die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

Die Wasserzinsen haben für unsere Gemeinde eine existenzielle Bedeutung.

Mit freundlichen Grüßen


Marco Dolf
Gemeindepräsident




Luzius Blumenthal
Gemeindekanzlist



Vaschinadi da Donat Gemeinde Donat

Gemeinde Donat
Gemeindekanzlei
Farden 40
7433 Donat

☎ 081 661 22 61
@gemeindedonat@bluewin.ch

Frau Bundesrätin
Doris Leuthard
3000 Bern

Donat, 19. September 2017
WB-LU

Vernehmlassung Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrte Frau Bundesrätin

Hiermit erklären wir, die Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020) vollumfänglich zu unterstützen.

Wir ersuchen Sie dringend, die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

Die Wasserzinsen haben für unsere Gemeinde eine ganz besondere Bedeutung.

Mit freundlichen Grüßen


Marcel Cantieni
Vizepräsident


Luzius Blumenthal
Gemeindekanzlist



**KOPIE
COPIA**

Frau Bundespräsidentin
Doris Leuthard
Vorsteherin UVEK
Kochergasse 6
3003 Bern

Ilanz/Glion, 20/09/2017 / dmm

Vernehmlassung Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin Leuthard
Sehr geehrte Damen und Herren

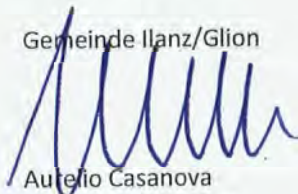
Die Gemeinde Ilanz/Glion als Zentrumsgemeinde der Region Surselva verfolgt mit einiger Besorgnis die Diskussionen um die künftige Regelung der Wasserzinsen. Wie viele andere Gemeinden unserer Region und des Kantons ist auch unsere Gemeinde auf die Einnahmen aus den Wasserzinsen angewiesen. Eine Reduktion oder gar eine Aufhebung dieser Entschädigung für die Ressource Wasser hätte katastrophale Folgen für unsere Region. Wir zählen deshalb auf die seit Jahrzehnten gelebte Solidarität in unserem Lande.

Die Gemeinde Ilanz/Glion unterstützt deshalb vollumfänglich die Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020) sowie auch die kantonale Sicht gemäss Vernehmlassung der Regierungskonferenz der Gebirgskantone bzw. der Regierung des Kantons Graubünden.

Wir ersuchen Sie dringend, die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

Freundliche Grüsse

Gemeinde Ilanz/Glion



Aurelio Casanova
Gemeindepräsident



Michael Spescha
Leiter Kanzlei

Kopie:

- Regierung des Kantons Graubünden, Reichsgasse 30, 7001 Chur
- Herr Reto Jörger, Sekretariat IBK, Postfach 70, 7132 Vals



MUNICIPIO DI ROSSA (GR)

COPIA

Raccomandata

Onorevole
Doris Leuthard
Dipartimento federale
dell'ambiente, dei
trasporti, dell'energia e
delle comunicazioni
3000 Berna

Rossa, 19 settembre 2017

Consultazione sull'aliquota massima del canone d'acqua 2020-2022

Stimata Signora Consigliera Federale

Dichiariamo di sostenere in pieno la presa di posizione della Comunità di interessi dei comuni concessionari (IBK) per quanto riguarda la revisione della Legge sulle forze idriche.

La preghiamo urgentemente di mantenere l'aliquota massima del canone d'acqua al livello attuale e di prolungare la regola vigente fino all'entrata in vigore di un nuovo modello del mercato energetico (2023).

Per il nostro Comune il canone d'acqua ha una particolare importanza.

Cordiali saluti.

MUNICIPIO DI ROSSA

Il Sindaco  La segretaria : 
G. Zanardi  A. Calissi



Gemeinde Sufers

Gemeindezentrum
CH-7434 Sufers

Telefon: 081 664 10 10
Telefax: 081 664 10 12

Homepage: <http://www.sufers.ch>
E-Mail: kanzlei@sufers.ch

Frau Bundesrätin
Doris Leuthard
Vorsteherin UVEK
Kochergasse 6
3003 Bern

Sufers, 21. September 2017

Vernehmlassung Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrte Frau Bundesrätin

Hiermit erklären wir, die Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden IBK zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung 2020) vollumfänglich zu unterstützen.

Wir ersuchen Sie dringend, die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

Die Wasserzinsen sind für unsere Gemeinde von sehr grosser Bedeutung. Die Gemeinde Sufers hat im Jahre 1962, zusammen mit den Gemeinden der Gemeindekorporation Hinterrhein GKH die Konzession für die Wassernutzung während 80 Jahren, mit bestimmten Bedingungen und Entschädigungen, erteilt. Im Falle von Sufers wurde für den Stausee Sufers wertvolles Kulturland geopfert. Eine Veränderung der Wasserzinsregelung vor dem Jahr 2042 würden wir als Vertragsbruch betrachten.

Mit freundlichen Grüssen

Für die Gemeinde Sufers:

Thomas Lechner
Gemeindepräsident



Daniela Fravi
Kanzlistin



GEMEINDEVERWALTUNG
SILS I.D.

Frau
Bundesrätin Doris Leuthard
3000 Bern

Sils i.D., 20. September 2017

Vernehmlassung Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrte Frau Bundesrätin


Hiernit erklären wir, die Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020) vollumfänglich zu unterstützen.

Wir ersuchen Sie dringend, die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

Die Wasserzinsen haben für unsere Gemeinde eine ganz besondere Bedeutung, würde doch eine Reduktion um 27% bei unserer Gemeinde zu einem Einnahmenverlust von rund **CHF 150'000.00** führen.

Freundliche Grüsse

GEMEINDEVORSTAND SILS I.D.



Mario Kunz
Gemeindepräsident



Gianin Müller
Gemeindekanzlist



Comune di Castaneda

CH-6540 Castaneda

Tel. 091 827 12 31

Fax 091 827 42 31

Ccp 65-5690-7

www.castaneda.ch

cancelleria@castaneda.ch

COPIA

**Onorevole
Presidente della Confederazione
Doris Leuthard
Direttrice DATEC
Kochergasse 6
3003 Berna**

Castaneda, 20 settembre 2017

Consultazione sull'aliquota massima del canone d'acqua 2020-2022

**Onorevole Presidente della Confederazione,
Gentili Signore e Signori,**

in riferimento alla consultazione citata a margine con la presente vi comunichiamo che l'Esecutivo comunale di Castaneda, durante la seduta dello scorso 11 settembre, ha deciso di sostenere la presa di posizione della Comunità di interessi dei comuni concessionari (IBK) per quanto riguarda la revisione della Legge sulle forze idriche.

Visto quanto sopra vi invitiamo quindi a mantenere l'aliquota massima del canone d'acqua al livello attuale e di prolungare la regola vigente fino all'entrata in vigore di un nuovo modello del mercato energetico (2023).

Per il nostro Comune il canone d'acqua ha una particolare importanza.

Ringraziamo per averci concesso la possibilità di esprimere il nostro parere e chiediamo al Consiglio Federale di tenere in debita considerazione le argomentazioni prodotte con la presa di posizione citata.

Con ossequio.

MUNICIPIO DI CASTANEDA
Il Sindaco: *A. Savioni*
Il Segretario: *M. Scalmazzi*

Frau Bundesrätin
Doris Leuthard
Vorsteherin UVEK
Kochergasse 6
3003 Bern

Bonaduz, 27. September 2017

Stellungnahme Gemeinde Bonaduz / Vernehmlassung Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrte Frau Bundesrätin

Hiermit erklären wir, die Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020) vollumfänglich zu unterstützen.

Wir ersuchen Sie dringend, die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

Die Wasserzinsen haben für unsere Gemeinde eine ganz besondere Bedeutung.

Freundliche Grüsse

GEMEINDE BONADUZ

Gemeindepräsidentin



Elita Florin-Caluori

Departementsleiter Bildung



Stefan Herger

Beilagen: Stellungnahme IBK in Kopie

Gemeinde Safiental
Talstrasse 5c
7107 Safien Platz

Frau
Bundesrätin Doris Leuthard
3000 Bern

25. September 2017

Vernehmlassung Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrte Frau Bundesrätin

Hiermit erklären wir, die Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020) vollumfänglich zu unterstützen.

Wir ersuchen Sie dringend, die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

Die Wasserzinsen haben für unsere Gemeinde eine ganz besondere Bedeutung.

Mit freundlichen Grüssen

Der Präsident: Der Gemeindevorsteher:


Thomas Buchli


GR Stephan Gartmann





Frau
Bundespräsidentin Doris Leuthard
3000 Bern

Curaglia, 27. September 2017

Vernehmlassungsvorlage des Bundesrats zur Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin

Hiermit erklären wir, die Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020) vollumfänglich zu unterstützen.

Wir ersuchen Sie dringend, die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

Die Wasserzinsen haben für unsere Gemeinde eine ganz besondere Bedeutung.

Freundliche Grüsse

Gemeindevorstand Medel/Lucmagn
Der Präsident: Der Sekretär:

Peter Binz

Valentin Pally





Gemeinde Zernez
Verwaltung
Urtatsch 147A
7530 Zernez

T +41 81 851 44 44
zernez@zernez.ch
www.zernez.ch



Corsin Scandella
Kanzlei
T +41 81 851 44 41
corsin.scandella@zernez.ch

Frau
Bundesrätin Doris Leuthard
3000 Bern

14. September 2017

Vernehmlassung Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrte Frau Bundesrätin

Hiermit erklären wir, die Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020) vollumfänglich zu unterstützen.

Wir ersuchen Sie dringend, die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

Die Wasserzinsen haben für unsere Gemeinde eine ganz besondere Bedeutung.

Hochachtungsvoll

Gemeinde Zernez
Im Namen des Gemeindevorstandes

Der Präsident


Emil Müller



Der Kantlist


Corsin Scandella



Cumün da Valsot

Tel. +41 (0)81 861 00 60 • Fax +41 (0)81 861 00 61 • info@valsot.ch • www.valsot.ch

Poz 86 • CH-7556 Ramosch

Frau Bundesrätin
Doris Leuthard
Vorsteherin UVEK
Kochgasse 6
3003 Bern

Valsot, 27. September 2017

Vernehmlassung Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrte Frau Bundesrätin

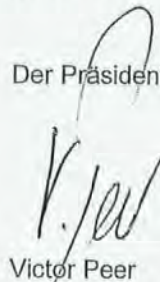
Hiermit erklären wir, die Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020) vollumfänglich zu unterstützen.

Wir ersuchen Sie dringend, die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

Die Wasserzinsen haben für unsere Gemeinde eine ganz besondere Bedeutung.

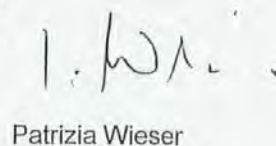
Freundliche Grüsse
Gemeinde Valsot

Der Präsident:



Victor Peer

Die Finanzleiterin:



Patrizia Wieser



Frau Bundesrätin
Doris Leuthard
3000 Bern

Splügen, 27. September 2017

Vernehmlassung Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrte Frau Bundesrätin

Hiermit erklären wir, die Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020) vollumfänglich zu unterstützen.

Wir ersuchen Sie dringend, die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt. Die Wasserzinsen haben für unsere Gemeinde eine ganz besondere Bedeutung.

Freundliche Grüsse
Gemeinde Splügen

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'R. Mengelt', written over a white rectangular background.

Renato Mengelt
Gemeindepräsident



A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'John Turner', written over a white rectangular background.

John Turner
Gemeindeschreiber



Vschinauncha da S-chanf
7525 S-chanf

S-chanf, 01.09.2017/MT
Lur persuna da contact: Gian Fadri Largiadèr
Telefon 081 854 12 40, chanzlia@s-chanf.ch



Eidg. Departement für Umwelt
Verkehr, Energie und Kommunikation
Frau Bundespräsidentin
Doris Leuthard
Kochergasse 6
3000 Bern

Vernehmlassung Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin

Hiermit erklären wir, die Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020) vollumfänglich zu unterstützen.

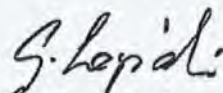
Wir ersuchen Sie dringend, die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

Die Wasserzinsen haben für unsere Gemeinde eine ganz besondere Bedeutung.

Freundliche Grüsse

Gemeindevorstand S-chanf

Der Präsident:


G. Largiadèr



Die Aktuarin:


Mireille Thom

Kopie an:

IBK, Not Carl, Präsident, Tulai, 7550 Scuol



GEMEINDEVORSTAND ANDEER

Telefon 081 661 12 52

Fax 081 661 12 54

e-mail: gemeinde@andeer.ch

Frau
Bundesrätin Doris Leuthard
Vorsteherin UVEK
Kochergasse 6
3003 Bern

Andeer, 14. September 2017

Vernehmlassung Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrte Frau Bundesrätin

Hiermit erklären wir, die Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020) vollumfänglich zu unterstützen.

Wir ersuchen Sie dringend, die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

Die Wasserzinsen haben für unsere Gemeinde eine ganz besondere Bedeutung. Die Einnahmen verdoppeln unsere Steuereinnahmen und sind für unsere Gemeinde sowie für die ganze Region lebenswichtig. Nur mit diesen Einnahmen können wir die Talschule und andere wichtige, regionale, Infrastrukturen (Gewerbe, Tourismus, Landwirtschaft) unterstützen und so viele Arbeitsplätze sichern und erhalten.

Wir ersuchen sie deshalb die Wasserzinsen auf dem heutigen Niveau beizubehalten. Damit unterstützen sie die Bergregionen und leisten einen grossen Anteil daran, dass die Abwanderung aus unserem Tal und der Region nicht stattfindet.

Mit freundlichen Grüssen
GEMEINDEVORSTAND ANDEER
Der Präsident: Der Aktuar:



Frau
Bundesrätin Doris Leuthard
3000 Bern

Dienstag, 26. September 2017

Vernehmlassung Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrte Frau Bundesrätin

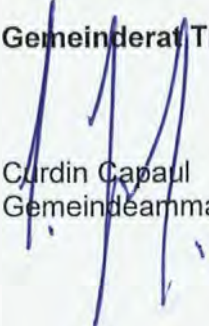
Hiermit erklären wir, die Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020) in den deckungsgleichen Punkten wie die Stellungnahme der Regierungskonferenz der Gebirgskantone, zur Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes, zu unterstützen.


Wir ersuchen Sie dringend, die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

Die Wasserzinsen haben für unsere Gemeinde eine ganz besondere Bedeutung.

Freundliche Grüsse

Gemeinderat Thusis


Curdin Capaul
Gemeindeammann


Rätö Müller
Gemeindekanzlist

Frau
Bundesrätin Doris Leuthard
Kochergasse 6
3003 Bern

Obersaxen Mundaun, 27. September 2017

Vernehmlassung Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrte Frau Bundesrätin

Hiermit erklären wir, die Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020) vollumfänglich zu unterstützen.

Wir ersuchen Sie dringend, die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

Die Wasserzinsen haben für unsere Gemeinde eine ganz besondere Bedeutung.

Freundliche Grüsse

GEMEINDEVORSTAND OBERSAXEN MUNDAUN

Der Gemeindepräsident



Ernst Sax



Der Gemeindevorsteher

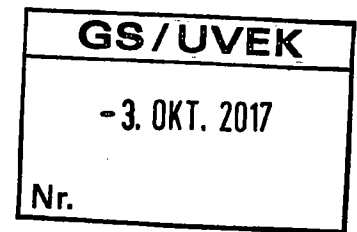


Hiazint Brunold



URNER GEMEINDEVERBAND

Frau Bundespräsidentin
Doris Leuthard
Vorsteherin UVEK
Kochergasse 6
3003 Bern



Altdorf, 29. September 2017

Entwurf für die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes Stellungnahme

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Am 22. Juni 2017 hat der Bundesrat das Vernehmlassungsverfahren für die Revision des Wasserrechtsgesetzes eröffnet. Gegenstand der Vernehmlassungsvorlage sind die zur bundesrechtlichen Wasserzinsregelung ab 2020 erforderlichen gesetzlichen Anpassungen des WRG. Die Vorlage sieht u.a. eine Übergangsregelung für das Wasserzinsmaximum vor. Bis 2022 soll der Wasserzins von heute 110 Franken pro Kilowatt Bruttoenergie auf 80 Franken gesenkt werden.

Für den Staatshaushalt des Kantons Uri sind die Einnahmen aus Wasserzinsen von zentraler Bedeutung. Die im Revisionsentwurf vorgesehene Senkung der Wasserzinsen führt zu erheblichen Mindereinnahmen des Kantons. Davon wären mittelfristig auch die Urner Gemeinden betroffen.

Der Urner Gemeindeverband hält die Senkung der Wasserzinsen für sachlich nicht gerechtfertigt und lehnt das Ansinnen ab. Die Hälfte des Wasserstroms wird in der Grundversorgung abgesetzt, wo kein Rentabilitätsproblem besteht und die Gestehungskosten gedeckt sind. Es ist in keiner Weise nachvollziehbar, dass die Wasserzinsen zu Lasten der Gebirgskantone für alle Betreiber gesenkt werden sollen, auch für jene die heute profitabel produzieren.

Der Urner Gemeindeverband stellt sich hinter den Standpunkt der Regierungskonferenz der Gebirgskantone (RKGK) und unterstützt sämtliche in der Vernehmlassung der RKGK vom 28. August 2017 aufgeführten Argumente.



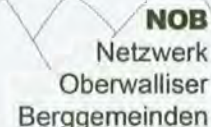
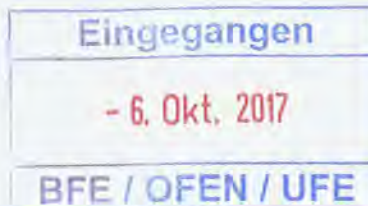
URNER GEMEINDEVERBAND

Wir ersuchen den Bundesrat, unserem Standpunkt bei der Überarbeitung der Vorlage Beachtung zu schenken.

Freundliche Grüsse
Urner Gemeindeverband

Karl Walker
Präsident

Esther Imhasly
Geschäftsstellenleiterin



Bundesamt für Energie
Sektion Wasserkraft
3003 Bern

Naters, 5.10.2017

Stellungnahme zur Revision des Wasserrechtsgesetzes, resp. der Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrte Damen und Herren

Das Netzwerk der Oberwalliser Berggemeinden (NOB) ist ein Verbund von 40 Berggemeinden im Oberwallis und dient u.a. der gemeinsamen Interessensvertretung.

Als Mitglied der Schweizerischen Arbeitsgemeinschaft für die Berggebiete (SAB), die unsere Anliegen auf nationaler Ebene vertritt, geben wir zu Vernehmlassungen auf Bundesebene grundsätzlich keine separaten Stellungnahmen ab. Aufgrund der Wichtigkeit und der hohen Betroffenheit im vorliegenden Fall, haben wir uns jedoch entschlossen, uns zur Vernehmlassung über das Wasserrechtsgesetz zu äussern.

Für viele Berggemeinden im Oberwallis stellt der Wasserzins die mit Abstand grösste und wichtigste Einnahme im Gemeindehaushalt dar. Dank den Wasserzinseinnahmen kann ein Teil der Lasten der Berggemeinden abgefangen und so das Überleben der Bergdörfer überhaupt sichergestellt werden.

Die Reduktion des Wasserzinsmaximums würde einen frontalen Angriff auf das Finanzierungsmodell der Berggemeinden darstellen. Aufgrund der geografischen Gegebenheiten ist es für die Gemeinden schlicht nicht möglich, andere auch nur vergleichbare Einnahmequellen zu generieren. Durch die Wasserzinsreduktion würden die Berggemeinden daher stärker in die Abhängigkeit des Finanzausgleichs und anderer Unterstützungshilfen getrieben werden. Die Berggemeinden würden länger je mehr zum Bitsteller degradiert.

Wir können nicht akzeptieren, dass den Berggemeinden und Bergkantonen eine solche Last auferlegt wird. Die schwierige Entwicklung im Energiebereich die aufgrund folgenschwerer politischer Entscheidungen sowohl im In- als auch im Ausland entstanden ist, darf nicht einseitig auf den Schultern bereits benachteiligter Gebiete abgelegt werden.

Derzeit ist weder das neue Strommarktdesign noch das daraus folgende Wasserzinsmodell bekannt. Beides wird einen grossen Einfluss auf die Wasserzinsen haben und damit heute unabsehbare Folgen für die Berggemeinden mit sich bringen. Ob die entsprechenden Leitplanken bis 2022 wirklich bereits gesetzt sind, ist aus unserer Sicht fraglich. Vor dem Hintergrund dieser unklaren Ausgangslage erachten wir die Anpassung des Wasserzinsmaximums daher als übereilt und falsch.

Das Netzwerk der Oberwalliser Berggemeinden lehnt die Reduktion des Wasserzinses ohne die vorgängige Diskussion und Definition des neuen Strommarktdesigns entschieden ab. Das Wasserzinsmaximum muss bis zum Vorliegen der neuen Modelle auf dem jetzigen Stand beibehalten werden.

Wir hoffen, dass Sie die Anliegen der Berggemeinden in diesem für uns elementaren Thema berücksichtigen können.

Freundliche Grüsse
Netzwerk Oberwalliser Berggemeinden



Christine Clausen
Vorsitzende



Christian Pfammatter
Vize-Vorsitzender



Bundesamt für Energie
Sektion Wasserkraft
3003 Bern

Per Mail: revision-wrg@bfe.admin.ch

Bern, 9. Oktober 2017

Revision des Wasserrechtsgesetzes: Wasserzinsregelung nach 2019 Vernehmlassung

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin,
sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen bestens für die Gelegenheit, zur oben genannten Vernehmlassung Stellung nehmen zu können. Der Schweizerische Städteverband vertritt die Städte, städtischen Gemeinden und Agglomerationen in der Schweiz und damit gut drei Viertel der Schweizer Bevölkerung.

Allgemeine Einschätzung

Die Rechtfertigung des Wasserzinses als Abgeltung für die Ressource Wasser zur Stromproduktion ist für die Mitglieder des Schweizerischen Städteverbandes grundsätzlich unbestritten. Ebenso unbestritten ist, dass die Einnahmen aus dem Wasserzins für die Standortkantone und -gemeinden eine teilweise existenzielle Bedeutung haben. Es gilt deshalb im Grundsatz, einen fairen Ausgleich zwischen den legitimen Ansprüchen der betroffenen Kantone und Gemeinden und den wirtschaftlichen Interessen der Stromproduzenten zu finden.

Hinzu kommt, wie verschiedene Mitglieder in unserer internen Konsultation richtigerweise betonten, der Anspruch, die Stromproduktion aus Schweizer Wasserkraft langfristig sicherzustellen. Dies liegt nicht nur im Interesse der Stromproduzenten sowie der Standortkantone und -gemeinden, sondern auch im Interesse der Allgemeinheit, da die Wasserkraft einen wesentlichen Beitrag zur ökologischen und sicheren Stromversorgung der Schweiz im Sinne der Energiestrategie 2050 leistet.

Das bisherige Wasserzinsmaximum wurde seit Einführung im Jahre 1918 teuerungsbereinigt beinahe verdreifacht und hat sich somit komplett von der Landesteuerung entkoppelt. Aktuell beträgt der Wasserzins rund 1.6 Rp./kWh und ist zu einem substanziellen Kostenfaktor für die Wasserkraftproduktion geworden. Die Entwicklung des Wasserzinsmaximums hat sich nicht nur von der Teuerung, sondern auch von den Grosshandelspreisen auf dem Strommarkt entkoppelt. Die Marktpreise an den Strom-



börsen Europas sind in den letzten Jahren massiv eingebrochen. Für die einheimische Wasserkraft sind die andauernd tiefen Marktpreise mittlerweile eine existenzielle Herausforderung.

Kurz: Die geltende Wasserzinsregelung mit einem fixen Wasserzinsmaximum wird den heutigen regulatorischen und ökonomischen Gegebenheiten nicht mehr gerecht und gefährdet langfristig Investitionen in Ersatz, Erneuerung und Erweiterung. Deshalb ist ein Systemwechsel dringend angezeigt.

Ja zu einer Flexibilisierung des Systems

Ein Wasserzins, der sich unabhängig von der Teuerung und den Strommarktpreisen nach oben entwickelt, ist u.E. nicht zu rechtfertigen. Im Rahmen der vorliegenden Vernehmlassung stellt der Bundesrat die Eckwerte eines flexiblen Wasserzinsmodells zur Diskussion. Die genaue Ausgestaltung soll jedoch erst im Zusammenhang mit der Festlegung eines marktnahen Modells, resp. des Marktdesigns definiert werden, für welches der Bundesrat der Bundesversammlung bis 2019 einen Erlassentwurf vorlegen will.

Die Mitglieder des Schweizerischen Städteverbandes begrüßen das vom Bundesrat vorgeschlagene flexible Modell mit einem fixen Teil und einem variablen, vom Marktpreis und den durchschnittlichen Gestehungskosten abhängigen Teil ausdrücklich. Wichtig erscheinen vor allem zwei Punkte: Erstens muss der fixe Teil deutlich unter dem heutigen Wasserzinsmaximum liegen, so dass die Wasserkraftproduzenten bei tiefen Marktpreisen eine substantielle Entlastung erfahren. Zweitens sollen als Referenzgrösse für den Schwellenwert, der den Übergang vom fixen zum variablen Teil markiert, die durchschnittlichen Gestehungskosten (inklusive einer angemessenen Eigenkapitalverzinsung und den Gewinnsteuern) herangezogen werden.

Mehrere Mitgliedstädte hätten es begrüsst, wenn der Bundesrat bereits im Zuge der aktuellen Vorlage eine definitive Lösung im Sinne eines flexiblen Modells vorgeschlagen hätte. Es ist zwar nachvollziehbar, dass der Bundesrat eine Lösung sucht, die mit dem künftigen Marktdesign im Einklang steht. Auf der anderen Seite ist die Reform der Wasserzinse unabhängig vom künftigen Marktdesign zu lösen, da es gilt, einen grundsätzlichen Systemfehler – fixe Abgaben bei stark volatilen Preisen – zu beheben. Die Städte mit ihren Stadtwerken brauchen zeitlich absehbarere, stabile Rahmenbedingungen, welche Investitionssicherheit gewährleisten.

Ja, aber zur Übergangslösung 2020-2022

Die vom Bundesrat vorgeschlagene Übergangslösung bis 2022 hält am bisherigen System fest und schlägt weiterhin eine fixe, wenn auch etwas tiefere, Abgabe vor. Dieses Vorhaben wird mehrheitlich unterstützt. Die Senkung des Maximalsatzes wird als ein erster Schritt in die richtige Richtung betrachtet, auch wenn das Festhalten an einer fixen Abgabe, vor dem Hintergrund der geschilderten Rahmenbedingungen für die Wasserkraft eigentlich nicht mehr haltbar ist. Verschiedene Stimmen fordern, bereits ab 2020 ein dauerhaft gültiges, zukunftsfähiges Modell einzuführen. Wie bereits oben angemerkt, ist dabei zentral, dass ein neues Modell grundsätzlich unabhängig von der konkreten Marktsituation und dem zukünftigen Marktdesign funktionieren muss.



Nein zur Variante «Senkung des Maximalsatzes nur für defizitäre Kraftwerke»

Die Mitglieder des Städteverbandes erachten die zur Diskussion gestellte Variante mit einer Senkung des Maximalsatzes nur für defizitäre Kraftwerke weder als zielführend noch mit vertretbarem Aufwand umsetzbar. Ein solches System würde zudem zu weiteren Wettbewerbsverzerrungen zwischen den Wasserkraftproduzenten führen und ausgerechnet die günstiger produzierenden Kraftwerksbetreiber bestrafen.

Unterschiedliche Bewertung der Wasserzinsbefreiung bei Investitionsbeiträgen

Der Vorschlag, Wasserkraftwerke, die für den Neubau oder die Erneuerung einen Investitionsbeitrag nach dem neuen Energiegesetz erhalten, während der Bauzeit und während zehn Jahren nach Inbetriebnahme von den Wasserzinsen zu befreien, wird von den Mitgliedern unterschiedlich beurteilt. Die Befürworter der Wasserzinsbefreiung erachten diese als sinnvoll, weil der Ausbau der Wasserkraft in den Alpen ausser der Wirtschaftlichkeitsfrage ohnehin sehr anspruchsvoll ist und die Investitionsanreize nicht zusätzlich gemindert werden sollten. Um den Vorbehalten gegen diese Massnahme Rechnung zu tragen, könnte möglicherweise die Dauer der Wasserzinsbefreiung verkürzt werden.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen.

Freundliche Grüsse

Schweizerischer Städteverband

Präsident

Kurt Fluri, Nationalrat
Stadtpräsident Solothurn

Direktorin

Renate Amstutz

Kopie Schweizerischer Gemeindeverband

Eingegangen

12. Okt. 2017

BFE / OFEN / UFE

AG Berggebiet
c/o Solidaritätsfond Luzerner Bergbevölkerung
Ruedi Lustenberger, Flüebodenmatt 1, 6113 Romoos

Bundesamt für Energie
Sektion Wasserkraft

3003 Bern

revision-wrg@bfe.admin.ch

Romoos, 10.10.2017

Stellungnahme der AG Berggebiet zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020)

Sehr geehrte Damen und Herren

Die AG Berggebiet bedankt sich für die Gelegenheit zur Anhörung zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020)

Die Arbeitsgruppe Berggebiet ist an den Solidaritätsfond Luzerner Bergbevölkerung angegliedert. Sie äussert sich zu Themen, welche für das Berggebiet und den ländlichen Raum von politischer Relevanz sind.

Die Arbeitsgruppe Berggebiet unterstützt vollumfänglich die Stellungnahme der SAB.

Mit der Revisionsvorlage schlägt der Bundesrat vor, das Wasserzinsmaximum in einer Übergangsperiode in den Jahren 2020 bis 2022 von 110 Fr. / kW_{br} auf 80 Fr. / kW_{br} zu senken. Für die Zeit nach 2022 soll ein flexibles Modell für den Wasserzins eingeführt werden bestehend aus einem fixen und einem variablen, marktabhängigen Teil. Die genaue Ausgestaltung dieses flexiblen Modells liegt derzeit nicht vor. Die AG Berggebiet anerkennt, dass der Bundesrat eine Übergangslösung vorschlägt und die weitere Ausgestaltung mit dem zukünftigen Marktdesign verknüpft. Die AG Berggebiet lehnt jedoch den vorliegenden Revisionsentwurf und damit die Senkung des Wasserzinsmaximums von 110 auf 80 Fr. / kW_{br} zum heutigen Zeitpunkt entschieden ab. Wir werden unsere ablehnende Haltung nachfolgend detailliert erläutern.

Auswirkungen der geplanten Wasserzinsreduktion

Die Wasserzinsen machen aktuell rund 550 Mio. Fr. pro Jahr aus. Am meisten profitieren davon die Kantone Wallis (164 Mio. Fr.), Graubünden (124 Mio. Fr.), Tessin (55 Mio. Fr.), Aargau (49,6 Mio. Fr.) und Bern (45,5 Mio. Fr.). Durch die Reduktion des Wasserzinsmaximums auf 80 Fr. / kW_{br} würden die Kantone rund 150 Mio. Fr. verlieren. Je nach Kanton ist die Gewässerhoheit unterschiedlich geregelt. So erhalten z.B. in den Kantonen Wallis und Graubünden auch die Gemeinden einen Anteil am Wasserzins, im Kanton Bern jedoch nicht. Damit sind neben den Kantonen auch die Gemeinden in einem unterschiedlichen Ausmass von der Reduktion der Wasserzinsen betroffen. Bei den Standortgemeinden handelt es sich sehr oft um strukturschwache Gemeinden. Diese könnten ohne die Wasserzinseinnahmen ihr Leistungsniveau zu Gunsten der Bevölkerung nicht aufrechterhalten. Die Gemeinden würden für die Bevölkerung und Wirtschaft weniger attraktiv, Abwanderungstendenzen würden verstärkt oder müssten mit zusätzlichen Mitteln aus dem kantonalen Finanzausgleich oder anderen Unterstützungsmassnahmen kompensiert werden. Die vom Bundesrat vorgeschlagene Senkung der Wasserzinsen hätte somit erhebliche negative Auswirkungen auf die Berggebiete und läuft somit den Zielen der föderalen Autonomie der Gebietskörperschaften, der Regionalpolitik und der dezentralen Besiedlung zuwider.

Energiepolitik in der Schweiz im Umbruch

Die Energiewende in der Schweiz soll in zwei Etappen vollzogen werden. Die erste Etappe wurde vom Stimmvolk am 21. Mai 2017 nach intensiven Diskussionen im Parlament mit der Abstimmung über das Energiegesetz gutgeheissen. Auch die Stimmbevölkerung in den Berggebieten und deren politische Vertretungen haben dieser ersten Etappe zugestimmt. Verschiedene Massnahmen dieser ersten Etappe sind als kurzfristige Massnahmen konzipiert. So insbesondere die Unterstützungsmassnahmen für die Wasserkraft in Form der Marktprämie und der Investitionsprämie. Der ersten Etappe muss deshalb eine zweite Etappe folgen.

Als zweite Etappe der Energiewende war ursprünglich vom Bundesrat die Einführung eines Klima- und Energielenkungssystems KELS geplant. Bereits in der Vernehmlassung zeichnete sich ab, dass dieses KELS politisch keine Chance hat. Das eidgenössische Parlament hat dies mit dem äusserst deutlichen Nichteintretensbeschluss auf die Vorlage bestätigt. Das Parlament ist sich aber auch bewusst, dass eine zweite Etappe folgen muss. Die Arbeiten für ein neues Strommarktdesign wurden deshalb bereits aufgenommen. Im Moment ist völlig unklar, in welche Richtung sich dieses neue Strommarktdesign entwickeln wird. Dieses neue Marktdesign ist aber entscheidend für die zukünftige Preisgestaltung auf dem Strommarkt und hat damit auch Einfluss auf die Diskussion rund um die Wasserzinsen. Dabei werden auch Fragen der Strommarktöffnung in der Schweiz und der Zusammenarbeit mit der Europäischen Union einen entscheidenden Einfluss haben. Eine vollständige Strommarktöffnung würde beispielsweise die Strompreise nach unten drücken. Die AG Berggebiet ist deshalb klar der Auffassung, dass die Frage des Wasserzinses erst aufgeworfen werden kann, wenn das neue Strommarktdesign beschlossen und in Kraft ist. Damit ist auch ausgesagt, dass die vom Bundesrat vorgeschlagene Übergangsfrist bis 2022 vermutlich unrealistisch ist. Es wird angesichts der Komplexität der Fragestellungen und der divergierenden Meinungen über die Ausgestaltung des zukünftigen Strommarktdesigns vermutlich kaum gelingen, bis 2022 ein neues Strommarktdesign in Kraft zu setzen.

Verfehlte Strompolitik im benachbarten Ausland

Die aktuell schwierige Marktlage für den Absatz von Strom aus Schweizer Produktion ist wesentlich mitversursacht durch die verfehlte Förderpolitik insbesondere in Deutschland. Deutschland überschwemmt derzeit den Strommarkt mit hochsubventionierter und damit künstlich verbilligter Energie aus neuen erneuerbaren Energieträgern wie Wind und Sonne sowie aus Kohle. Erschwerend kommt dazu, dass die Preise für CO₂-Zertifikate nicht den wahren Gegebenheiten entsprechen. Es ist u.a. diese verfehlte Förderpolitik im benachbarten Ausland, welche derzeit den Strompreis herunterdrückt und nicht die Höhe des Wasserzinses.

Die Berggebiete sind nicht bereit, die Zeche für diese verfehlte Strompolitik im benachbarten Ausland zu zahlen.

Wasserzins ist Abgeltung für Ressourcennutzung

Das Wasser ist eine der wenigen natürlichen Ressourcen der Schweiz. Die aktuelle Bundespolitik, namentlich die neue Regionalpolitik, fordert von den Berggebieten, dass sie unternehmerisch tätig sind und ihre Potenziale best möglich nutzen. In dieser Beziehung ist die Wasserkraft eines der wichtigsten Potenziale. Der Wasserzins stellt eine Abgeltung für die Ressourcennutzung, in diesem Fall des Wassers dar. Der Wasserzins stellt auch eine Art Entschädigung für den Verzicht auf andere Nutzungen des Raumes wie z.B. Landwirtschaft und Tourismus dar. Der Wasserzins ist in diesem Sinne kein Marktpreis, der von Angebot und Nachfrage gesteuert wird sondern wie ausgeführt ein politisch festgelegtes Entgelt für eine Ressourcennutzung. Eine veränderte Marktsituation darf deshalb auch nicht als Rechtfertigung für eine Senkung des Wasserzinses herbeigezogen werden. Mit dem Wasserzins nimmt die Schweiz im internationalen Kontext übrigens eine Vorreiterrolle ein. Österreich kennt z.B. im Gegensatz zur Schweiz keinen Wasserzins. Dabei fordert zum Beispiel auch die Alpenkonvention als alpenweites Vertragswerk, dass die Mitgliedstaaten eine angemessene Entschädigung für die Ressourcennutzung vorsehen (Art. 7 des Energieprotokolls und Art. 11 des Protokolls Raumplanung und Nachhaltige Entwicklung).

Der Wasserzins als Abgeltung der Ressourcennutzung kommt direkt und voll den Standortkantonen und –gemeinden zu. Dies im Unterschied zu den Steuererträgen aus der Wasserkraftnutzung. Diese sind abhängig von den Besitzverhältnissen. Die Besitzverhältnisse sind aus Sicht der Berggebiete oftmals nachteilig. So befinden sich z.B. nur gerade 17% der Wasserkraft des Kantons Graubünden im Besitz des Kantons und der Bündner Gemeinden. D.h. das 83% der Erträge ausserhalb des Kantons anfallen. Den Standortkantonen als Ressourcenlieferanten entgehen somit substantielle Erträge aus dem Markterlös der Wasserkraft.

Produktionseinbussen nicht nur wegen Marktsituation

Die Strombranche beklagt seit einigen Jahren systematisch die angeblich hohe Last durch die Wasserzinsen. Dabei geht vergessen, dass die Wasserzinsen nur einen kleinen Teil der Lasten ausmachen. Beim aktuellen Wasserzinsmaximum von 110 Fr. / kW_{br} macht der Wasserzins ca. 1,6 Rp. / kWh aus. Der Wasserzins hat dabei durchaus seine Berechtigung, unabhängig von der jeweiligen Marktsituation wie weiter oben ausgeführt. Bei der Beurteilung der Lage der Wasserkraftproduzenten muss berücksichtigt werden, dass deren Handlungsspielraum und Marktpotenzial auch durch andere Bestimmungen in den letzten Jahren erheblich eingeschränkt wurden. So führen u.a. die neuen Restwasserbestimmungen aus dem Jahr 2011 zu einer Produktionseinbusse von rund 140 Mio. Fr. Die Umweltauflagen für Renaturierungsprojekte sowie die unendlich sich hinziehenden Bewilligungsverfahren wie beispielsweise für den Ausbau der KWO im Grimselgebiet und für den Ausbau von Übertragungsnetzen führen ebenfalls zu erheblichen Kostensteigerungen. Es ist von daher falsch, wenn nun der Wasserzins in Frage gestellt wird und damit die aktuelle Lage der Wasserwirtschaft einzig von den konzедierenden Kantonen und Gemeinden bewältigt werden müsste.

Verfälschte Darstellung der Ertragslage

Die aktuellen Gestehungskosten für die Wasserkraft liegen gemäss einem Gutachten von BHP bei rund 5 Rp. /kWh. Davon machen die Finanzkosten, Abschreibungen und Steuern mit rund 2 Rp. /kWh den grössten Teil aus. Der Wasserzins liegt mit 1,6 Rp. /kWh darunter ebenso wie die Grenzkosten mit rund 1 Rp. /kWh. Von den Stromkonzernen werden bei der aktuellen Diskussion um den Wasserzins immer nur diese Gestehungskosten als Argument ins Feld geführt. Dabei wird verschwiegen, dass der Strom an die Endkunden zu einem wesentlich höheren Preis verkauft wird und somit die Konzerne immer noch eine erhebliche Gewinnmarge aufweisen. Der Strom konnte während den letzten 15 Jahren immer gewinnbringend verkauft werden. Die Reingewinnmarge des gesamten verkauften Stroms aus Wasserkraft lag auch im

Jahr 2015 noch bei durchschnittlich 2 Rp. /kWh. Auch im Vergleich zu anderen Technologien ist die Wasserkraft absolut konkurrenzfähig, so liegen die Gestehungskosten von Strom aus den KKW Beznau oder Mühleberg bei 8 – 8,5 Rp. /kWh und damit fast doppelt so hoch wie die Gestehungskosten aus Wasserkraft. Zu beachten ist ferner, dass etwa die Hälfte bis zwei Drittel des Stromes aus Wasserkraft an Endkonsumenten in der Grundversorgung geliefert werden. Hier bestehen keine Rentabilitätsprobleme, da hier ohnehin nicht die tiefen Marktpreise spielen, die von den Stromkonzernen als Begründung für die Senkung des Wasserzinses angeführt werden. Aus den dargelegten Marktverhältnissen geht klar hervor, dass eine Senkung der Wasserzinsen auf der Grundlage der aktuellen Marktlage nicht gerechtfertigt ist. Die Ursachen für allfällige Defizite der grossen Stromkonzerne sind nicht beim Wasserzins zu suchen, der als fixe Grösse langfristig voraus in die Konzernrechnungen eingeplant werden kann, sondern bei politischen und unternehmerischen Entscheiden u.a. bei Fehlinvestitionen in andere Technologien, so z.B. in Kohlekraftwerke im Ausland.

Hohe Gewinne und Reserven der Stromkonzerne

Die in der Elektrizitätsstatistik erfassten Unternehmen erzielten zwischen 1995 und 2014 einen Gesamtgewinn von 29,3 Mrd. Fr. Dies entspricht einem jährlichen Durchschnitt von 1,465 Mrd. Fr. Die Reserven der Unternehmen sind per Ende 2014 auf 22,5 Mrd. Fr. angestiegen. Angesichts dieser Zahlen muss die Frage gestellt werden: wo liegt eigentlich das Problem? Die Konzerne müssten eigentlich die derzeitige vorübergehende Baisse bei den Strompreisen aus eigenen Mitteln kompensieren können. Sicher ist es jedoch falsch, den Bergkantonen und –gemeinden nun quasi die Schuld zuzuweisen und ihnen eine Reduktion des Wasserzinses zuzumuten, ohne dass die Stromkonzerne sich selber auch beteiligen würden. An dieser Stelle muss auch in Erinnerung gerufen werden, dass die grossen Stromkonzerne wie Alpiq und Axpo ihren Hauptsitz im Mittelland haben und die Besteuerung der Unternehmensgewinne in erster Linie hier erfolgt. Falls die grossen Stromkonzerne wirklich in eine finanzielle Schieflage geraten, dann sind sie vermutlich „too big to fail“ und es wäre zu erwarten, dass auch die Standortkantone sich an Massnahmen zur Stabilisierung dieser Konzerne beteiligen. Zudem müsste auch erwartet werden, dass die Stromkonzerne ihre Dividendenausschüttung zurückfahren. Doch im Jahr 2015 wurden immer noch 500 Mio. Fr. an Dividenden ausbezahlt. Die plakative Frage stellt sich: wird Druck auf die Wasserzinsen gemacht (welche den Berggebieten zu Gute kommen), damit die Standortkantone (im Mittelland) weiterhin eine hohe Dividende einkassieren können?



Künftige Bedeutung der Wasserkraft

Die Wasserkraft scheint derzeit in der Schweiz mit marktbedingten Problemen zu kämpfen. Dabei gilt zu beachten, dass der Markt wesentlich durch externe Faktoren verzerrt ist. Aus Sicht der AG Berggebiet entsteht auch der Eindruck, dass derzeit die Wasserkraft gezielt schlecht geredet wird, um einen politischen Druck auf den Wasserzins auszuüben. Betrachtet man jedoch die absehbare zukünftige Entwicklung im Energiesektor, so zeigt sich ein völlig anderes Bild. Die Schweiz hat beschlossen, aus der Kernkraft auszusteigen. Das bedeutet,

dass 40% der Stromproduktion ersetzt oder eingespart werden müssen. Die einzige erneuerbare und einheimische Energiequelle die substantiell zu dieser Energiewende beitragen kann ist die Wasserkraft, die bereits heute rund 56% der Stromproduktion abdeckt. Im Interesse der Landesversorgung muss deshalb die Wasserkraft weiter ausgebaut werden. Das Stimmvolk hat dieser Absicht mit seinem Ja zur ersten Etappe der Energiepolitik am 21. Mai 2017 zugestimmt. Es hat sich dabei einverstanden erklärt, die Wasserkraft vorübergehend mit einer Marktprämie und Investitionsbeiträgen zu unterstützen. Bei der Interessensabwägung sind zudem künftig die Interessen der Energieversorgung als von gleichwertigem nationalem Interesse einzustufen wie z.B. der Natur- und Landschaftsschutz. Dies ist ebenfalls ein wichtiges Signal, damit Kraftwerke ausgebaut, erneuert und allenfalls auch neue gebaut werden können. Die gesellschaftliche und wirtschaftliche Entwicklung geht im Trend eindeutig in Richtung vermehrten Stromkonsums. Die Digitalisierung von Wirtschaft und Gesellschaft erfordert eine ausreichende und stabile Stromversorgung. Mit der geplanten Umstellung des motorisierten Individualverkehrs auf Elektroantrieb wird der Bedarf nach Strom in ganz Europa massiv steigen. Die schweizerische Wasserkraft wird hier ein Trumpffaktor sein.

Modell eines flexiblen Wasserzinses

Der Bundesrat stellt in den Vernehmlassungsunterlagen auch das Modell eines flexiblen Wasserzinsens bestehend aus einem fixen und einem variablen, marktabhängigen Beitrag zur Diskussion, ohne jedoch noch die genauen Modalitäten zu präsentieren. Für die AG Berggebiet kommt dieses Modell zu früh. Erstens muss zuerst das zukünftige Strommarktdesign bekannt sein und zweitens müssten zuerst die genauen Eckwerte des Modells definiert werden.

Fazit

Die Diskussion um den Wasserzins kann nicht losgelöst vom künftigen Strommarktdesign geführt werden. Bis ein neues Marktdesign in Kraft ist, muss der Wasserzins unverändert auf bisherigem Niveau weitergeführt werden. Die Berggebiete sind keinesfalls bereit, alleine die Zeche für eine verfehlte Strommarktpolitik in der Schweiz und im benachbarten Ausland sowie für unternehmerische Fehlentscheide zu bezahlen. Die aktuelle Marktsituation ist auch keine zulässige Begründung für einseitige Korrekturmassnahmen beim Wasserzins auf dem Buckel der Berggebietskantone und -gemeinden. Wir sind zum jetzigen Zeitpunkt nicht bereit, eine Wasserzinsreduktion zu akzeptieren.

Freundliche Grüsse

AG Berggebiet



Ruedi Lustenberger, Präsident



Claudia Reis-Reis, Sekretariat

Bundesamt für Energie
Sektion Wasserkraft
3003 Bern

revision-wrg@bfe.admin.ch

Bern, 7. September 2017

Revision Wasserrechtsgesetz: Vernehmlassungsverfahren

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin, sehr geehrte Damen und Herren

Besten Dank für die Möglichkeit, uns zu den vorgeschlagenen Änderungen im Wasserrechtsgesetz äussern zu können.

Aufgrund des anhaltend tiefen Preisniveaus am Strommarkt steht die einheimische Stromproduktion aus Wasserkraft im Fokus. Im Parlament hat sich der Eindruck durchgesetzt, dass die wirtschaftliche Lage der Wasserkraftwerke prekär ist. Die Einschätzungen zur Rentabilität der Wasserkraft gehen jedoch weit auseinander. So betragen die Gestehungskosten laut Wasserwirtschaftsverband SWV je nach Standort zwischen 3 – 10 Rp./kWh, der Fehlbetrag beim Verkauf mache durchschnittlich 2 – 4 Rp./kWh aus. Das Centre for Energy Policy and Economics der ETH rechnete 2014 mit durchschnittlichen Gestehungskosten der Wasserkraft von 6.2 Rp./kWh und ging von einer Unterdeckung von 2 Rp./kWh aus. Hier wurden allerdings die Erträge aus Systemdienstleistungen und dem kurzfristigem Stromhandel nicht berücksichtigt, die jedoch aktuell immer wesentlicher werden. Eine nicht publizierte Studie der BHP vom September 2016 kommt zum Schluss, dass die durchschnittlichen Gestehungskosten 4.9 Rp./kWh betragen und die Wasserkraft in den letzten 15 Jahren trotz der Erhöhung des Wasserzinses und Investitionen per Saldo gewinnbringend war. Dies, weil bei über der Hälfte des Wasserkraftstroms die Gestehungskosten im Verkauf an die Kleinkunden im gebundenen Markt eingepreist sind, die Wasserkraft ein einträgliches Geschäft mit Systemdienstleistungen macht und von Preisausschlägen am Markt profitieren kann.

Die aktuellsten Zahlen zu den Jahresergebnissen der meisten EVU von 2016 liegen jetzt vor. Auch bei solchen mit einem hohen Anteil an Eigenproduktion hat das Geschäftsjahr laut Elcom überwiegend positiv oder wenigstens stabil abgeschlossen. Eine Krise in dem Sinn sei nur bei den beiden grossen Stromkonzernen Alpiq und Axpo auszumachen, aber selbst Alpiq habe 2016 Gewinn gemacht und bei der Axpo sei das Halbjahresergebnis 2017 besser als im Vorjahr.¹

¹ Bericht der Elcom an die UREK-N, 26. Juni 2017 (S. 5f):
<https://www.parlament.ch/centers/documents/de/Bericht%20ElCom%20zuhanden%20UREK-N%20c3%bcber%20Um-%20und%20Ausbau%20der%20Stromnetze.pdf>

Der Bundesrat selbst kritisiert die mangelnde Transparenz der Wasserwirtschaft, wörtlich heisst es im erläuternden Bericht zu dieser Revisionsvorlage: „Die Erlösseite ist noch unsicherer einzuschätzen als die Kostenseite, so dass mit einer einfachen Gegenüberstellung zum Grosshandelspreis des letzten Jahres nur eine Grössenordnung der Unterdeckung angegeben werden kann, die aktuell 2 Rp./kWh beträgt. Dabei wird auf Erlösseite vernachlässigt, dass es weitere Erlösmöglichkeiten durch Flexibilitäten, namentlich Systemdienstleistungen und Intraday-Handel gibt.“ (S. 4). Trotzdem kommt das Bundesamt für Energie BFE zum Schluss, dass der Wasserwirtschaft aktuell ein jährliches Defizit von 300 Mio. Franken entsteht. Dies reicht dem Bundesrat aus, um beim Wasserzins tiefgreifende Kürzungen vornehmen zu wollen und ab 2023 ein grundlegend neues Konzept mit einer flexibilisierten Abgabe einzuführen. Denn der aktuelle Wasserzins von 110 Fr./kW_{br} (Bruttoleistung) schlägt mit 1.55 Rp./kWh auf die Gestehungskosten durch. Die höher oder tiefer veranschlagt werden, aber der Wasserzins ist in jedem Fall ein gewichtiger Kostenfaktor.

Von der Senkung des Wasserzinses würden nebst den EVU auch die SBB profitieren, die mehrere Wasserkraftkonzessionen hält.

Massive Kürzung des Wasserzinses als erster Schritt

Die Revisionsvorlage will nun in einem ersten Schritt den Wasserzins von heute 110 Fr./kW_{br} ab 2020 auf 80 Fr./kW_{br}, und damit auf das Niveau von 2010 senken. Da sich der Bundesrat bewusst ist, dass diese Kürzung des Wasserzinses um 27% ein erhebliches Problem bei den Standortkantonen verursachen dürfte, schlägt er als mildere Variante vor, dass die Senkung des Wasserzinses nur bei den Kraftwerken vorgenommen werden soll, die die so genannte „Marktprämie“ gemäss Art. 30 EnG erhalten.

Und als weitere Massnahme soll der Wasserzins bei Wasserkraftwerken, die einen Investitionsbeitrag nach Art. 26 EnG erhalten, während der Bauphase und bis zehn Jahre nach Inbetriebnahme der neuen Anlage sistiert werden. Das soll auch für Erweiterungs- resp. Erneuerungsbauten gelten. Schon heute wird der Wasserzins während des Baus sistiert und in den ersten sechs Jahren nach Inbetriebnahme stark reduziert (Art. 50 WRG).

Mit der hier vorgeschlagenen Senkung des Wasserzinses würden die Einnahmen der Standortkantone ab 2020 um jährlich 150 Mio. Franken gekürzt. Die Wasserwirtschaft, so die Berechnung im erläuternden Bericht, würde nur um die Hälfte dieses Betrags entlastet, da sie ja gut 50% der Kosten schon heute an die gebundene Kundschaft weitergibt. Hingegen bekäme sie noch die Marktprämie im Umfang von gut 120 Mio. Fr. jährlich. Damit verbliebe für die Wasserwirtschaft nach der Grobschätzung des BFE noch ein jährliches Defizit von gut 100 Mio. Franken. Wobei – man kann es nicht genug betonen – hier sämtliche Einnahmen durch Regelleistungen und Marktverkäufe in Hochpreisphasen nicht berücksichtigt sind. Ob die Wasserwirtschaft über das ganze Jahr hinweg gesehen effektiv ein defizitäres Geschäft zu verkraften hat, ist doch eher unwahrscheinlich. Als wirklich gesichert muss in dieser Vorlage deshalb einzig der wiederkehrende Einnahmeeinbruch von rund 150 Mio. Franken bei den Standortkantonen gelten.

Marktnaher Wasserzins als mittelfristige Perspektive

Bereits ab 2023 sieht der Bundesrat dann in einem zweiten Schritt einen Systemwechsel beim Wasserzins vor und folgt damit den Vorstellungen der Wasserwirtschaft. Der Wasserzins, der seit 1918 als Maximalbetrag konzipiert ist und seither etappenweise erhöht wurde, soll sich dann neu

aus einem Sockelbetrag und einem variablen Teil zusammensetzen. Der variable Teil würde auf einem Referenzmarktpreis basieren (ausgegangen wird in der Vorlage von 4.5 Rp./kWh). Abzüglich des Wasserzinses wären dies nach Berechnung des ETH Gutachtens die durchschnittlichen Gestehungskosten. Sobald nun der Marktpreis über dem Referenzmarktpreis läge, würde sich der Wasserzins erhöhen. So er aber darunter liegt, erhielten die Standortkantone nur den Sockelbetrag, der nach der Revisionsvorlage bei 50 Fr./kW_{br} fixiert würde, gegenüber heute also mehr als halbiert würde.

Spätestens hier stellt sich die Frage, wie die betroffenen Kantone und Gemeinwesen mit dem Einnahmeverlust oder auch mit dem konzeptionellen Wechsel zu einem Modell mit schwankenden Einnahmen umgehen könnten. Während die einen Standortkantone mittels der Einnahmen einen innerkantonalen Finanzausgleich praktizieren, fließen die Einnahmen in anderen Kantonen zu einem beträchtlichen Teil direkt an die Standortgemeinden. Finanziert werden damit Infrastrukturen vor Ort. Wie in diesen Regionen, in denen häufig nebst der Energiewirtschaft der Tourismus der andere bestimmende Wirtschaftszweig ist, die fehlenden Einnahmen oder im besten Fall die stark schwankenden Einnahmen kompensiert werden können, bleibt offen. Es wirkt fast zynisch, wenn im erläuternden Bericht vorgeschlagen wird, dass die Standortkantone in Jahren mit höheren Referenzmarktpreisen und damit höheren Wasserzinseinnahmen eine Reserve bilden sollen. Seit 2010 ist der Strompreis am Markt stets gesunken, er liegt heute 60% tiefer als vor 7 Jahren.

Haltung des SGB

Der SGB steht einer Senkung des Wasserzinses ablehnend gegenüber. Die im erläuternden Bericht angestellten Schätzungen zur wirtschaftlichen Lage der Wasserwirtschaft reichen nicht aus. Ganz sicher nicht, um den Bergkantonen einen solch massiven Einnahmeverlust zuzumuten.

In der ganzen Vorlage überzeugt am ehesten die verlängerte Sistierung des Wasserzinses bei Neubauten, da es aufgrund der aktuellen Situation auf dem Strommarkt länger als früher dauert, bis Investitionen refinanziert sind. Aber auch hier gilt es, die neue Fördermassnahme der Investitionsbeiträge zu berücksichtigen, die bereits Planungssicherheit und Anreiz für Investitionen bieten sollte.

Das Modell mit einem variablen Wasserzins, welches sich an Marktpreisen orientiert, lehnt der SGB ab. Die Kosten für die Infrastrukturen sind nicht flexibel und entsprechend können sie nicht in ein Marktmodell gezwängt werden. Zudem ist absehbar, dass die Marktpreise tief bleiben, wenn sich das Strommarktdesign nicht grundlegend ändert. Das bestimmt aber nicht die Schweiz im Alleingang, sondern die wesentlichen Impulse dazu kommen aus dem europäischen Strommarkt. Voraussichtlich wird sich auch in der Schweiz ein Modell mit Leistungsvorhaltung durchsetzen, wofür sich die Wasserkraft bestens eignet. Daraus könnten sich dann auch neue Modelle für den Wasserzins entwickeln, die zum einen die Wasserwirtschaft entlasten, zum andern aber viel mehr Stabilität für die Standortkantone gewährleisten würden, als dies im vorgeschlagenen Modell je der Fall sein kann. Solchen Lösungen stünde der SGB offen gegenüber.

Zu den einzelnen Bestimmungen

Art. 49 Abs. 1, 1^{bis} und 2 erster Satz


Der SGB lehnt die vorgeschlagene Senkung des Wasserzinses ab.

Art. 50a

Der SGB spricht sich für die Beibehaltung der heutigen Fristen aus. Eine Sistierung des Wasserzinses während des Neubaus resp. Erneuerungs- und Erweiterungsbauten wird unterstützt. Hingegen scheint eine deutliche Reduktion resp. Halbierung des Wasserzinses während sechs Jahren nach Inbetriebnahme, wie heute in Abs. 2 vorgeschrieben, vor dem Hintergrund der neuen Fördermassnahmen ausreichend.

Besten Dank für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme.

Freundliche Grüsse

SCHWEIZERISCHER GEWERKSCHAFTSBUND

Paul Rechsteiner
Präsident



Dore Heim
Geschäftsführende Sekretärin

Bundesamt für Energie
Sektion Wasserkraft
3003 Bern

Brugg, 14. September 2017

Zuständig: Thomas Fabienne
Sekretariat: Jeanette Sacher
Dokument: 170914_SN_Wasserrecht_SBV

Revision des Wasserrechtsgesetzes: Wasserzinsregelung nach 2019

Vernehmlassungsverfahren

Sehr geehrte Frau Bundesrätin
Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Ihrem Schreiben vom 22. Juni 2017 laden Sie uns ein, zur oben genannten Vorlage Stellung zu nehmen. Für die uns gegebene Möglichkeit danken wir Ihnen bestens und sind gerne bereit, uns in dieser Angelegenheit vernehmen zu lassen.

Die Landwirtschaft ist von den Änderungen bei der Festlegung des Wasserzinses zwar nicht direkt, aber dennoch - über die Wichtigkeit der Produktion in den Bergkantonen - indirekt betroffen. Starke Berggemeinden, die über eine finanzielle Basis verfügen, haben die Möglichkeit, die Infrastruktur in den Bergregionen zu erhalten, die für die Aufrechterhaltung der landwirtschaftlichen Produktion und Vermarktung essentiell ist.

Eine Senkung des maximalen Wasserzinssatzes auf 80 Fr./kW_{br} bringt Berggemeinden in finanzielle Probleme und das für die Zeit nach 2022 geplante flexible Modell für die Festlegung des Wasserzinses wird dieselben weiterhin vor Probleme stellen, weil sie keine Planungssicherheit mehr haben. Diese Unsicherheit wird sich auf sehr viele Bereiche auswirken, darunter auch die (Berg-) Landwirtschaft. Der SBV lehnt daher die vorgeschlagene Vorlage momentan ab. In Anbetracht der Änderungen, die im neuen Energiegesetz zur Unterstützung der Wasserkraft vorgesehen sind, sowie auch den weiteren Instrumenten, die für die langfristige Sicherung der Grosswasserkraft in Diskussion sind, ist es aus unserer Sicht vorzuziehen, vorgängig die anderen Instrumente auf ihre Effektivität zu prüfen und in letzter Priorität in Einzelfällen auf eine Flexibilisierung des Wasserzinses zurück zu kommen.

Wir hoffen, dass Sie unsere Anliegen berücksichtigen werden und danken Ihnen nochmals für die Möglichkeit zur Stellungnahme.

Freundliche Grüsse

Schweizer Bauernverband



Markus Ritter
Präsident



Jacques Bourgeois
Direktor

Hopfenweg 21
PF/CP 5775
CH-3001 Bern
T 031 370 21 11
info@travailsuisse.ch
www.travailsuisse.ch

Office fédéral de l'énergie OFEN
Section Force hydraulique
3003 Berne

Courriel : revision-wrg@bfe.admin.ch

Berne, le 28 septembre 2017

Révision de la loi sur l'utilisation des forces hydrauliques. Consultation.

Madame la Conseillère fédérale,
Madame, Monsieur,

Nous vous remercions de nous donner la possibilité de nous prononcer sur cet objet et c'est volontiers que nous vous faisons parvenir notre avis.

1. Considérations générales

Nous comprenons qu'il faille prendre en considération pour la réglementation relative à la redevance hydraulique devant entrer en vigueur au début de l'année 2020 la situation concrète des centrales hydrauliques et les mécanismes d'encouragement prévus par la Stratégie énergétique 2050. Il est indéniable que certains secteurs de la branche de l'électricité en Suisse sont sous pression en raison d'une conjoncture difficile caractérisée par des bas prix de l'électricité.

S'il faut tenir compte de ces difficultés, il faudrait aussi éviter d'adopter une réglementation trop fortement basée sur la situation actuelle. Il se peut ainsi que l'on constate déjà en 2019 un début de renversement de tendance eu égard aux décisions de politique énergétique prises notamment dans l'Union européenne (UE). Par ailleurs, la croissance est en train de repartir dans l'UE, ce qui pourrait avoir comme effet de renchérir les prix de l'électricité à la production en Europe.

Par ailleurs, la grande majorité des entreprises d'approvisionnement en électricité (EAE) en Suisse se portent bien et ne souffrent pas des difficultés de l'hydraulique suisse soit parce que leur part de production hydraulique indigène est faible, soit qu'elles ne sont pas tenues de répercuter sur les clients finaux le bas prix de la production d'électricité hydraulique.

Nous constatons que l'on a trouvé des solutions satisfaisantes pour soutenir l'hydraulique suisse pendant une période de cinq ans à partir de 2018 avec une prime de marché annuelle de 120 millions de francs pour les centrales hydrauliques existantes qui vendent leur production à perte. Par ailleurs, des contributions d'investissement peuvent en outre être demandées pour les nouvelles installations ainsi que pour les rénovations et les agrandissements notables des grandes centrales hydrauliques.

Les centrales hydrauliques qui bénéficieront des contributions d'investissement seront en outre exonérées de la redevance hydraulique pendant 10 ans.

Il existe donc un risque, renforcé par l'influence de divers lobbies soutenant les grandes entreprises électriques, que l'on adopte une réglementation trop basée sur les conditions régnant sur le marché de l'électricité actuellement qui pourraient déjà s'être fortement modifiées dès le début des années 2020. Dans ce contexte, nous émettons un avis plutôt défavorable sur les éléments-clés du projet soumis à consultation. Voici ci-après notre réponse plus détaillée sur les aspects les plus importants du projet.

2. Non à l'abaissement de la redevance hydraulique.

Nous rejetons l'abaissement de la redevance hydraulique maximale à 80 CHF /kWbr jusqu'en 2022. Alléger ainsi de manière générale, sous forme d'arrosoir, la force hydraulique suisse d'environ 150 millions de francs (une baisse de près de 30 pourcent pour les collectivités publiques !) est inacceptable et comportera un important effet d'aubaine injustifié. En effet, comme le rapport explicatif le dénote à la page 4, aujourd'hui encore près de 50% de la production d'électricité hydraulique est vendue à son coût de revient à des clients captifs dans l'approvisionnement de base et est ainsi rentable. Par ailleurs, cet abaissement n'aura pas seulement des conséquences négatives sur le plan social pour les collectivités publiques, où la redevance hydraulique représente une part non négligeable de l'ensemble des recettes, mais aussi sur le plan environnemental. Dans certains cantons, une partie des recettes provenant de la redevance hydraulique sont affectées à des mesures en faveur de l'environnement, notamment dans le cadre de la revitalisation des cours d'eau. Avec une baisse de la redevance, le risque est très grand que l'on réduise la portée de ces mesures en faveur de l'environnement.

C'est pourquoi, il est bien plus approprié et raisonnable de soutenir la variante prévoyant une baisse de la redevance à 80 CHF /kWbr uniquement pour les centrales nettement déficitaires et de maintenir le montant maximal de 110 CHF /kWbr pour toutes les autres centrales. Nous pensons que le critère envisagé pour définir de telles centrales – le droit à la prime de marché pour les grandes installations hydroélectriques, défini à l'art. 30 LENE – est bon. Nous ne croyons pas que cette variante pose des problèmes insurmontables de délimitation et d'exécution en raison de la différenciation dans la perception de la redevance hydraulique.

3. Flexibilisation de la redevance hydraulique : non ou le moins possible

Nous exprimons un avis plutôt défavorable concernant la flexibilisation de la redevance hydraulique pour la période après 2022 avec une part fixe et une part variable. Les raisons suivantes plaident pour ne pas modifier le système actuel :

- ▶ La redevance hydraulique a été introduite en 1916 et pendant cent ans on a pu vivre sans avoir besoin de la flexibiliser malgré des variations du prix de l'électricité. Dans une perspective de long terme, il pourrait être erroné de vouloir flexibiliser cette redevance sur la base d'une situation de marché momentanément difficile. Il est préférable de poursuivre une politique plus ciblée avec des allègements au cas par cas pour les entreprises qui ont une part importante de production hydraulique et qui prouvent avoir de réelles difficultés à vendre cette électricité de façon rentable.
- ▶ Par ailleurs, un modèle flexible entraînera pour les collectivités publiques de plus grandes fluctuations de recettes, ce qui est négatif pour la fourniture des prestations de service public à la

population, en particulier dans les communes ou régions où la redevance hydraulique représente une proportion non négligeable des recettes. On pénaliserait ainsi en particulier certaines régions périphériques, ce qui est aussi problématique sur le plan de la cohésion nationale.

- ▶ On ne fixe la redevance maximale qu'au niveau fédéral. Les cantons sont libres de fixer des redevances plus basses. Certains cantons le font d'ailleurs déjà. Il existe donc suffisamment de flexibilité pour ne pas introduire un nouveau modèle qui risquerait d'accorder une part trop importante à la part variable.
- ▶ La mise en œuvre d'une redevance flexible risque de se heurter aux intérêts divergents des collectivités publiques et des entreprises lors qu'il s'agira de définir la part fixe, le seuil à partir duquel la part variable intervient et la progression de la part variable. Cette mise en œuvre pourrait aussi provoquer d'importants coûts d'exécution.

Si le principe d'une redevance flexible devait recueillir l'avis d'une majorité et sera poursuivi dans le cadre du nouveau concept de marché qui reste à définir, nous préconisons d'opter pour un modèle qui garantisse une part fixe importante d'au moins 60 à 70 CHF /kWbr. Il est fondamental de garantir aux collectivités publiques un niveau suffisant de recettes pour maintenir les prestations publiques et environnementales et de ne pas les soumettre à de trop brusques variations de recettes. Il y a un fort intérêt public à maintenir le service public dans les régions périphériques, qui est un élément-clé de la cohésion nationale. Une trop forte flexibilisation de la redevance hydraulique irait à l'encontre de l'intérêt public.

4. Oui aux aménagements à la frontière

Nous sommes favorables au comblement des lacunes pour ce qui est des compétences des aménagements hydro-électriques situés à la frontière. Nous sommes en particulier favorables à ce que la compétence pour conclure des conventions internationales en matière de droit des eaux soit déléguée au Conseil fédéral.

En vous remerciant de réserver un bon accueil à notre avis, nous vous adressons, Madame la Conseillère fédérale, Madame, Monsieur, nos salutations distinguées.



Adrian Wüthrich, président



Denis Torche, responsable du dossier
Politique énergétique

Bundesamt für Energie
Sektion Wasserkraft
3003 Bern
Revision-wrg@bfe.admin.ch

Bern, 10. Oktober 2017 sgv-Sc

Vernehmlassungsantwort
Revision Wasserrechtsgesetz

Sehr geehrte Damen und Herren

Der Schweizerische Gewerbeverband sgv, die Nummer 1 der Schweizer KMU-Wirtschaft, vertritt 250 Verbände und gegen 300 000 Unternehmen. Im Interesse der Schweizer KMU setzt sich der grösste Dachverband der Schweizer Wirtschaft für optimale wirtschaftliche und politische Rahmenbedingungen sowie für ein unternehmensfreundliches Umfeld ein.

Der sgv ist mit der Revision nur dann einverstanden, wenn folgende Anliegen kumuliert berücksichtigt werden:

- der Wasserzins übersteigt bis Ende 2022 jährlich 41 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung nicht;
- die zur Diskussion gestellte Variante muss das Wasserzinsmaximum auf die oben erwähnten 41 Franken festlegen;
- die zur Diskussion gestellte Variante muss darüber hinaus die Berechtigung zu einem reduzierten Wasserzinsmaximum (von unter 41 Franken) an eine effiziente Betriebs- und Kapitalstruktur koppeln und nicht auf aktuelle Strukturen der jeweiligen Unternehmen;
- die zur Diskussion gestellte Variante muss darüber hinaus die Berechtigung zu einem reduzierten Wasserzinsmaximum (von unter 41 Franken) auf Grundlage des Markterlöses und nicht auf Grundlage von Erlösen aus der Grundversorgung festlegen;
- Ab dem Jahr 2023 muss der Wasserzins ersatzlos abgeschafft werden.

Der grösste Dachverband der Schweizer Wirtschaft hält die aktuelle Regelung der Wasserzinsen für problematisch. Erstens sind fixe Wasserzinssätze keine echten Preissignale, welche wiederum Knappheitsindikatoren wären, sondern eine Sonderkonzessionierungsabgabe. Wasserzinsen verteuern nur den Elektrizitätspreis, ohne auf eine wirtschaftliche Kalkulationsgrundlage zu basieren. Wasserzinsen sind die Abschöpfung einer Oligopol-Rente.

Zweitens führen Wasserzinsen zu einer Umverteilung von den Stromverbraucherinnen und Stromverbrauchern zu den Kantonen. Wie jede Umverteilung schädigen die Wasserzinsen die erste Gruppe und stellen dadurch erhebliche Wettbewerbsnachteile insbesondere für jene, die Strom als Produktionsfaktor einsetzen, dar. Drittens ist die aktuelle Regulierung mit einer Marktöffnung unvereinbar.

Angesichts dieser Probleme ist die geplante Revision ein notwendiger Schritt in die richtige Richtung. Sie ist aber noch nicht hinreichend, um Marktöffnung und Wettbewerb zu erzielen oder die Stromverbraucherinnen und -verbraucher von unnötigen Abgaben zu entlasten.

Freundliche Grüsse

Schweizerischer Gewerbeverband sgV



Hans-Ulrich Bigler
Direktor, Nationalrat



Henrique Schneider
Stellvertretender Direktor

Bundesamt für Energie
Sektion Wasserkraft
3003 Bern

Elektronisch: revision-wrg@bfe.admin.ch

12. Oktober 2017

Revision Wasserrechtsgesetz: Vernehmlassung

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Gelegenheit zur Teilnahme an der Vernehmlassung zur Revision des Wasserrechtsgesetzes.

economiesuisse vertritt als Dachverband der Schweizer Wirtschaft rund 100'000 Unternehmen jeglicher Grösse mit insgesamt 2 Millionen Beschäftigten in der Schweiz. Unsere Mitglieder umfassen 100 Branchenverbände, 20 kantonale Handelskammern sowie Einzelfirmen. Sämtliche dieser Unternehmen nutzen Energie für die Bereitstellung ihrer Dienste und Produkte und sind dabei auf eine zuverlässige Versorgung und wettbewerbsfähige Preise angewiesen. Zum Mitgliederkreis gehört auch die Strombranche, welche ein legitimes Interesse an Rechtssicherheit und wirtschaftsfreundlichen Rahmenbedingungen für die Produktion und Verteilung von Strom hat. Zu diesen Rahmenbedingungen gehören auch die Wasserzinsen, welche zurzeit die Wettbewerbsfähigkeit unserer einheimischen Wasserkraft einschränken.

Allgemeine Bemerkungen

Die aktuell geltenden Bestimmungen zur Wasserzinsregelung werden den heutigen Marktgegebenheiten nicht mehr gerecht. Vor der Teilmarktöffnung des Strommarktes wurden die Wasserzinsen solidarisch von allen Endkunden getragen. Mit der Teilmarktöffnung im Jahr 2009 hat sich dies grundlegend geändert: Die Wasserzinsen können aufgrund der tiefen Marktpreise bei den Endkunden im freien Markt nicht mehr an diese weiterverrechnet, sondern nur noch auf die gebundenen Kunden im nicht-liberalisierten Markt verteilt werden. Mit der Teilöffnung des Strommarktes wurden gravierende Marktverzerrungen zwischen Kraftwerksbetreibern, welche die Wasserzinsen an gebundene Kunden überwälzen können, und denjenigen, welche dies im freien Markt nicht mehr können, geschaffen. Die bestehende Wasserzinsregelung ist deshalb nicht mehr adäquat und aufgrund der neuen Gegebenheiten der falsche Ansatz.

Zusätzlich wird mit der aktuellen Wasserzinsregelung die internationale Wettbewerbsfähigkeit unserer wichtigsten einheimischen Stromproduktion untergraben. Die Wasserzinsbelastung in unseren Nachbarländern ist viel tiefer als in der Schweiz: Während sie in Deutschland und Frankreich marginal ist und in Italien etwa halb so hoch wie bei uns, kennen die Österreicher gar keinen Wasserzins. In der Schweiz hingegen kommt die Wasserzinsbelastung auf etwa 1.6 Rp/kWh, was hinsichtlich der zurzeit sehr tiefen Marktpreise zu hoch ist um international wettbewerbsfähig zu bleiben. Im internationalen Marktumfeld können die Wasserzinsen generell nicht mehr direkt auf Kunden überwältigt werden, da die Preisbildung am europäischen Strommarkt definiert wird.

Übergangslösung und Flexibilisierung

Der Änderungsbedarf für das aktuelle System wurde erkannt, was economiesuisse begrüsst. Für die Zeit nach 2022 wird eine Flexibilisierung des Wasserzinsmaximums mit einem fixen und einem variablen, marktabhängigen Teil vorgeschlagen. Aus Sicht von economiesuisse ist dies die richtige Stossrichtung. Damit wird den heutigen Marktgegebenheiten zumindest teilweise Rechnung getragen. Daher sollte ein solcher Systemwechsel rasch resp. direkt nach 2019 vollzogen werden. Eine Übergangslösung erachten wir diesbezüglich als unnötig und fordern stattdessen eine direkt einzuführende Flexibilisierung. Nur ein direkter Systemwechsel schafft zudem die erforderliche Investitionssicherheit.

Ausgestaltung des Modells

Gemäss Bundesrat sollen die Flexibilisierung des Wasserzinses und seine genaue Ausgestaltung erst später, parallel zu den Arbeiten für ein neues Marktmodell, in einer separaten Vorlage beschlossen werden. Bei der Ausgestaltung der Flexibilisierung in einen fixen und einen variablen Teil ist es aus Sicht der Wirtschaft sehr wichtig, dass der verbleibende Sockel nicht zulasten der Allgemeinheit resp. der Endverbraucher geht. Der fixe Betrag soll weiterhin vom Konzessionsnehmer abgegolten werden. Der fixe Teil soll aber auf möglichst tiefer Basis zu liegen kommen, damit mit dem gewollten Systemwechsel auch wirklich eine wirkungsvolle Änderung einhergeht und die Wasserkraft nicht mehr allzu stark fix belastet wird. Als Basis für die Festlegung des fixen Teils kann der teuerungsbereinigte Startwert des Wasserzinses aus dem Jahre 1918 dienen. Bei einem damaligen Startwert von 8.16 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung (Fr./kWbr) entspricht das heute teuerungsbereinigt 41 Fr./kWbr. Das heisst, dass das aktuell festgeschriebene Wasserzinsmaximums in der Höhe von 110 Fr./kWbr beinahe einer Verdreifachung des teuerungsbereinigten Startwertes entspricht.

Variante Absenkung auf notleidende Kraftwerke beschränken

Die zur Diskussion gestellte Variante einer Übergangslösung mit Befristung des Wasserzinsmaximums auf 80 Fr./kWbr nur für jene Kraftwerke, die defizitär sind, lehnt economiesuisse ab. Einerseits erachten wir eine Übergangslösung generell als unnötig und andererseits ist diese Variante aus folgenden Gründen nicht zu akzeptieren: Eine solche Lösung würde zu weiteren Marktverzerrungen unter den Wasserkraftproduzenten führen. Die effizient betriebenen Werke resp. die günstig produzierenden Werke würden damit bestraft und diskriminiert.

Dies kann zur Folge haben, dass diese Werke für die Versorgungssicherheit der Schweiz wichtige, künftig anstehende Erneuerungsinvestitionen nicht mehr tätigen können, weil für sie weiterhin das Wasserzinsmaximum von 110 Fr./kWbr gelten würde. Des Weiteren wäre eine solche Lösung mit massivem administrativen Mehraufwand verbunden. Die Komplexität der Umsetzung einer solchen Variante bietet sich nicht als Übergangslösung für lediglich drei Jahre an.

Wir danken Ihnen für die Kenntnisnahme und Berücksichtigung unserer Sichtweise.

Freundliche Grüsse
economiesuisse



Kurt Lanz
Mitglied der Geschäftsleitung



Beat Ruff
Stv. Leiter Infrastruktur, Energie & Umwelt



DIE GEBIRGSKANTONE

Regierungskonferenz der Gebirgskantone
Conférence gouvernementale des cantons alpins
Conferenza dei governi dei cantoni alpini
Conferenza da las regenzas dals chantuns alpins

Frau Bundespräsidentin
Doris Leuthard
Vorsteherin UVEK
Kochergasse 6
3003 Bern

Chur, den 28. August 2017

Entwurf für die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes

Stellungnahme

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Sie haben uns mit Schreiben vom 22. Juni 2017 die Möglichkeit gewährt, uns zum Entwurf für die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes (insbesondere neues Wasserzinsmaximum ab 1. Januar 2020) vernehmen zu lassen. Nach Einsicht in die Unterlagen nimmt die Regierungskonferenz der Gebirgskantone (RKGK), bestehend aus den Kantonen Uri, Obwalden, Nidwalden, Glarus, Graubünden, Tessin und Wallis, gerne wie folgt Stellung:

I. ZUSAMMENFASSUNG

Die RKGK erachtet eine zeitliche und inhaltliche Koordination der Ausgestaltung des neuen Wasserzinsmaximums mit dem neuen marktnahen Modell für den Strommarkt (Art. 30 Abs. 5 EnG) *im Grundsatz* für geboten und zweckmässig. In diesem Sinne begrüsst sie eine Übergangsregelung. Deren Dauer ist aber nicht an eine konkrete Jahreszahl, sondern an die *Inkraftsetzung des neuen Marktmodells* zu knüpfen, denn nur dies gewährleistet eine echte Koordination zwischen dem Wasserzins- und Strommarktmodell.

Hingegen lehnt die RKGK die vom Bundesrat unterbreitete Hauptvariante strikte ab, weil diese keinen problembezogenen Beitrag zur Korrektur der Verwerfungen im schweizerischen Strommarkt leistet und auf einer in wesentlichen Aspekten verfehlten Ursachenanalyse beruht und weil sich der Bundesrat damit stark widersprüchlich verhält. Die vorgeschlagene Hauptvariante würde zudem auf eine ungerechtfertigte Giesskannensubvention hinauslaufen. Auch würde sie im Ergebnis dazu führen, dass die Wasserkraftkantone die vom Volk mit dem neuen Energiegesetz beschlossene und auf den 1. Januar 2018 in Kraft gesetzte Marktprämie mit Wirkung ab dem 1. Januar 2020 indirekt kompensieren. Bemerkenswert am Vernehmlassungsvorschlag ist sodann, dass der Bund von allen anderen (Eigentümer, Konsumenten, Wasserkraftkantone) ein Entgegenkommen verlangt, welches er für sich selber aber strikte zurückweist, obwohl er die Wasserkraft zum zentralen Pfeiler der EST-2050 erklärt hat. Die vorgeschlagene Hauptvariante setzt schliesslich einen psychologischen „Anker“, um das Wasserzinsmaximum in einem späteren Schritt erneut zu senken. Dieses Vorgehen ist weder sachlich noch politisch gerechtfertigt und wird von den Gebirgskantonen entschieden zurückgewiesen. Sie sind in keiner Weise bereit, „die Übergangslösung als vorbereitende Anpassung vor einer langfristigen Lösung zu sehen“, wie dies im Erläuternden Bericht ausgeführt wird (EB, Ziff. 1.3).

Präsident: Staatsrat Dr. Christian Vitta
Generalsekretär: lic. iur. Fadri Ramming



Die vorerwähnten Argumente sprechen grundsätzlich auch gegen punktuelle Wasserzinssenkungen (**Alternativvariante**). Im Sinne der mit den Elektrizitätsgesellschaften gepflegten partnerschaftlichen Politik sind die Gebirgskantone aber bereit, Unterstützungsmassnahmen zu prüfen, wenn Kraftwerksbetreiber bzw. ihre Eigner bei der Vermarktung des in spezifischen Wasserkraftwerken produzierten Stroms nachweislich gravierende Schwierigkeiten haben. Bei einer solchen Unterstützung muss aber zwingend folgender Grundsatz gelten: **„Wer über die Marktprämie hinaus eine Unterstützung beanspruchen will, muss vollständige Transparenz gewährleisten!“**. Zudem sind die eingeräumten Erleichterungen an das wasserzinsberechtigten Gemeinwesen **zurückzahlen**, wenn die Gesellschaften wieder Gewinne erzielen (Stundung). In diesem Sinne verschliessen sich die Gebirgskantone einer Übergangsregelung mit punktuellen (einzelfallweisen) und an **klare Voraussetzungen** geknüpfte Wasserzinsreduktionen nicht generell.

Aussergewöhnlich ist schliesslich, dass ein Aspekt zur Diskussion gestellt wird, der erklärermassen nicht Gegenstand der Vorlage bildet. Für die Gebirgskantone ist offensichtlich, dass mit der konsultativen Präsentation des **flexiblen Modells** und den in diesem Zusammenhang erwähnten „indikativen“ Zahlen die erst noch zu führende Diskussion zum neuen Modell für das Wasserzinsmaximum präjudiziert werden soll. Genausogut hätten bereits heute verschiedene Modelle für das neue Strommarktdesign in Konsultation gegeben werden können. Ein künftiges Modell für das Wasserzinsmaximum kann aber ohne Kenntnis des künftigen Marktmodells nicht seriös beurteilt werden. Das vom Bundesrat gewählte Vorgehen ist unkoordiniert. Auf eine konkrete Modelldiskussion kann sich die RKGK erst einlassen, wenn die Ausgestaltung des neuen Strommarktmodells (Art. 30 Abs. 5 nEnG) bekannt ist. Die Gebirgskantone verzichten deshalb aus grundsätzlichen Überlegungen im gegenwärtigen Zeitpunkt auf eine nähere Stellungnahme zum präsentierten flexiblen Modell. Sie halten aber bereits heute in aller Deutlichkeit fest, dass sich jedes künftige Modell in jedem Fall zumindest auf folgenden **Eckpunkten als Grundlagen** abstützen muss: Eine **vollständige Datentransparenz seitens der Elektrizitätsgesellschaften und Aufsichtsbehörden gegenüber den Kantonen** sowie die **Erfassung und Darstellung der gesamten mit der Wasserkraft erzielbaren Wertschöpfung**. Allfällige Vorschläge zur Solidarisierung des Wasserzinses durch Erhebung eines Netzzuschlages, wie sie von Dritter Seite teilweise zur Diskussion gestellt werden, lehnen die Gebirgskantone als verfassungswidrig und systemfremd ab. Insgesamt muss das künftige Modell für das Wasserzinsmaximum die Anreize so setzen, dass Gemeinden und Kantone auch künftig noch bereit sind, Konzessionen zu verleihen.

Die detaillierte Begründung unserer Positionen lautet wie folgt (vgl. Folgeseiten):



II. GRUNDSÄTZLICHES

A. Was ist der Wasserzins?

- 1 Der Wasserzins ist der *Preis* für die den Konzessionären (Kraftwerksgesellschaften) in der Regel für 80 Jahre *exklusiv* überlassene *Nutzung der Wasserkraft*. Die Pflicht zur Bezahlung des Wasserzinses entsteht mit dem Erwerb der Konzession durch den Konzessionär. Dieses Entgelt für die Einräumung eines Sondervorteils gilt rechtlich als Kausalabgabe. Ähnliche Entgelte für die Nutzung einer der Sachherrschaft des Gemeinwesens unterstehenden Ressource bestehen beispielsweise bei Steinbrüchen, bei der Kiesgewinnung sowie bei anderen Nutzungen öffentlicher Gewässer (Wärmegewinnung, Kühlzwecke, Bewässerungen usw.).
- 2 Entgegen weitverbreiteter Fehlauflassung ist der Wasserzins also weder eine Subvention noch eine Steuer, sondern ein Ressourcenpreis (rechtlich: Kausalabgabe). Die Gebirgskantone lehnen deshalb Vorschläge ab, welche den Wasserzins zu einer Subvention oder Steuer wandeln möchten, was beispielsweise dann der Fall wäre, wenn der Wasserzins, wie dies teilweise bereits propagiert worden ist, über einen Netzzuschlag finanziert werden soll (ähnlich der „Kostendeckenden Einspeisevergütung“). Der Netzzuschlag ist rechtlich eine Ausgleichsabgabe mit besonderem Verwendungszweck. Bei einer Finanzierung des Wasserzinses aus dem Netzzuschlag würde dieser (und damit auch der Wasserzins) zu einer Zwecksteuer mutieren. Hierfür mangelt es jedoch an einer Grundlage in der Bundesverfassung. Diese Vorschläge erweisen sich daher nicht nur als sachfremd, sondern insbesondere auch als verfassungswidrig.

B. Woher stammt das Wasserzinsmaximum?

- 3 Ende des 19. Jahrhunderts gelang es erstmals, den Strom über weite Distanzen zu transportieren. Das Interesse an der Nutzung der Wasserkraft nahm dadurch schlagartig zu. Die aufstrebende Industrie im Mittelland sowie der Eisenbahnbau wollten mit günstigem Strom versorgt werden. Damit entstand ein Spannungsfeld zwischen der Elektrizitätserzeugung zu möglichst günstigen Preisen einerseits und den Einnahmen der öffentlichen Hand aus der Gewässerhoheit andererseits. Aus Angst davor, dass die Wasserkraftnutzung durch zu hohe Wasserzinse und durch andere Leistungen erheblich behindert werden könnte, beschloss das Parlament, eine Preisobergrenze für den Wasserzins einzuführen. Das Wasserzinsmaximum ist somit eine *staatlich reglementierte* Preisobergrenze zugunsten der Förderung der Industrialisierung und der Elektrifizierung des Landes. Das erste bundesrechtliche Wasserzinsmaximum wurde im Jahre 1916 in Anlehnung an die bis dahin in den Kantonen üblichen Wasserzinspreise festgelegt. Mit der Hinnahme dieser Einschränkung hat das Berggebiet einen grossen Beitrag zugunsten der Entwicklung der Schweizer Industrie und der Industriestandorte geleistet. Im Gegenzug konnten die Berggemeinden und -kantone Einnahmen generieren, um Erschliessungen zu realisieren und eine wirtschaftliche Entwicklung voranzutreiben. Das Wasserzinsmaximum gründet somit auf einem Interessenausgleich zwischen den Eigentümern der natürlichen Ressource Wasserkraft und der Schweizer Volkswirtschaft.

C. Der Wert des Wassers hat sich stark gewandelt

- 4 Der Wert des Wassers bzw. der Wasserkraft hat sich im vergangenen Jahrhundert in verschiedener Hinsicht stark gewandelt. Die energiewirtschaftliche Qualität der verschiedenen Arten der mit der Wasserkraft erzeugten elektrischen Energie hat sich stark verfeinert. Die Bedeutung von wertvoller Spitzenenergie sowie von hochpreisigen Ökostromprodukten bilden diesbezüglich bloss zwei Beispiele. Weiter werden der Landschaftsverbrauch und die Umweltveränderungen heute wesentlich sensibler beurteilt, als zu Beginn des 20. Jahrhunderts. Der Schutz von Landschaften und Landschaftselementen sowie die möglichst erneuerbare Stromproduktion sind heute öffentliche Interessen, die zwi-

schenzeitlich in Verfassung und Gesetz Eingang gefunden haben. Bezeichnend ist in diesem Zusammenhang auch, dass der Bund aus dem Wasserzins einen „Landschaftsrappen“ einbehält, um Gemeinwesen zu entschädigen, welche die Wasserkraft nicht nützen können, weil deren Landschaft unter nationalem Schutz steht (Art. 49 Abs. 1 und Art. 22 WRG). Ferner ist die Stromproduktion aus Wasserkraft, seit jeher *das* Rückgrat für die Versorgungssicherheit unseres Landes. Mit der vom Volk am 21. Mai 2017 beschlossenen EST-2050 und dem damit beschlossenen schrittweisen Ausstieg aus der Kernkraft hat die Bedeutung der Wasserkraft noch zusätzlich an Bedeutung gewonnen. Nebst der reinen Teuerung ist der Wert des Wassers im letzten Jahrhundert somit auch aus verschiedenen anderen, gewichtigen Gründen deutlich gestiegen. Der Preis von gegenwärtig CHF 110.--/kW_{brutto} ist deshalb absolut gerechtfertigt.

D. Starker Abbau von Arbeitsplätzen

- 5 Die Wassernutzungskonzessionen sind von den Berggemeinden und -kantonen auch deshalb erteilt worden, weil die Elektrizitätsgesellschaften die Schaffung von Arbeitsplätzen versprochen haben. Entsprechende Stellen sind anfänglich auch entstanden. Durch die Digitalisierung und weitere Rationalisierungsmassnahmen sind aber viele Arbeitsplätze, welche für den Betrieb der Kraftwerke erforderlich waren, gestrichen und/oder ausgelagert worden. Die Kraftwerke in den Alpen werden heute von den Konzernzentralen in Zürich, Baden, Olten oder Bern aus gesteuert. Der Unterhalt der Kraftwerke erfolgt zu einem guten Teil durch mobile Equipen oder Lieferanten bzw. externe Partner und nicht mehr durch fest angestellte Mitarbeitende vor Ort. Dasselbe gilt auch für den Netzbereich. Die Bedeutung der Elektrizitätsgesellschaften als Arbeitgeber in den Talschaften und damit ein wichtiger Gegenwert für die erteilten Konzessionen hat sich deshalb im Laufe der Zeit stark relativiert.

E. Mit dem Wasserkraftstrom werden Erträge erzielt

- 6 Die RKGK hat - gemeinsam mit den beiden Wasserkraftkantonen Aargau und Bern - bei der renommierten Beratungsfirma BHP - Hanser und Partner AG, Zürich, eine Studie zu den „Erträgen mit der Wasserkraft in den Jahren 2000 -2016“ sowie bei Prof. Dr. Karl Frauendorfer der Universität St.Gallen eine Studie zum „Erlöspotenzial der Schweizer Grosswasserkraft“ erstellen lassen, welche dieser Stellungnahme beigelegt werden (siehe Beilagen). Die Ergebnisse können in Kurzform wie folgt zusammengefasst werden:
- **Immer Gewinne geschrieben:** Im Betrachtungszeitraum 2000 bis 2015 hat die Elektrizitätsbranche als Ganzes mit der Wasserkraft Gewinne geschrieben, unabhängig von den auch in früheren Phasen bereits tiefen Marktpreisen und dem bestehenden Wasserzinssystem. Diese Gewinne variierten zwischen einem und vier Rappen pro Kilowattstunde für den Schweizer Markt und den Aussenhandel, wobei sie in den letzten Jahren tendenziell gesunken sind. Darin nicht berücksichtigt sind Zuschläge für die höhere Wertigkeit der Wasserkraft und die Systemdienstleistungen. Auch für die kommenden Jahre dürfte sich – sofern der Markt nicht vollständig geöffnet wird – an der Ertragslage wenig ändern. Der Grossteil der Gewinne entfällt auf den Schweizer Markt, d.h. sie wurden dadurch erwirtschaftet, dass die gemäss StromVG an Verteilnetzbetreiber gebundenen Konsumenten Elektrizitätspreise bezahlt haben, welche deutlich über den Produktionskosten der analysierten Partnerwerke lagen. Sofern die Teilliberalisierung des Schweizer Elektrizitätsmarkts aufrechterhalten wird, ist nicht davon auszugehen, dass die Gewinne in diesem Geschäftsfeld deutlich abnehmen. Zunehmende Schwierigkeiten bei anhaltend tiefen Marktpreisen haben vor allem diejenigen EVU zu erwarten, welche über wesentliche Anteile an Eigenproduktion ohne entsprechende Kunden im gebundenen Markt verfügen. Dies ist zwar eine klare Minderheit aller Unternehmen, es handelt sich dabei aber um sehr grosse Unternehmen.
 - **Nutzniessung mehrheitlich bei Aktionären:** Wird die Gewinnverwendung der Branche betrachtet, so kann festgestellt werden, dass das Entgelt aus Wasserzinsen seit 2003 mit Ausnahme von

zwei Jahren deutlich unterhalb der Dividendenzahlungen an die öffentliche Hand lag. In der Mehrheit der betrachteten Geschäftsjahre haben die Eigentümerkantone somit deutlich höhere Erträge erwirtschaftet als die Wasserkraftkantone.

- **Konstante Produktionskosten:** Die Produktionskosten (Rp./kWh) sind in den letzten 15 Jahren relativ konstant geblieben. Zwar wurden die Wasserzinsen erhöht, im Gegenzug dazu haben die Produktionsunternehmen jedoch von sinkenden Kapitalmarktsätzen profitiert, womit die höheren Wasserzinsen mehr als kompensiert wurden. Interessanterweise hat das gebundene Kapital nicht wesentlich abgenommen. Dies ist ein Hinweis darauf, dass in den letzten Jahren bei vielen Kraftwerken Reinvestitionen vorgenommen wurden. Aufgrund des Investitionszyklus und im Hinblick auf die Heimfälle (die Mehrheit davon in den nächsten 15 bis 30 Jahren) ist davon auszugehen, dass beim Bestand der Wasserkraftwerke das gebundene Kapital in den nächsten Jahrzehnten eher abnimmt und so eine weitere Entlastung auf der Zins- und Abschreibungsseite eintreten sollte.

F. Vollständige Datentransparenz als zentrales Element

- 7 Beim derzeit geltenden Modell des Wasserzinses mit einem pauschalen Maximalpreis melden die Konzessionäre den Kantonen lediglich die Jahresproduktion des Wasserkraftwerkes, worauf der im Produktionsjahr geschuldete Wasserzins ermittelt wird. Hingegen müssen die Konzessionäre und die dahinter stehenden Eigner keinerlei Daten über die Gestehungskosten und die mit dem produzierten Wasserkraftstrom erzielten Erlöse (Wertschöpfung) offenlegen. Sowohl ein Wechsel des Wasserzinsmodells hin zu einem Modell mit Ressourcenrente als auch eine punktuelle Wasserzinsreduktion als einzelfallweise Unterstützungsmassnahme würden als zentrales Gegenstück zwingend die Offenlegung dieser Daten bedingen. Denn namentlich eine Ressourcenrente ist nur auf Basis vollständiger Datentransparenz seitens der Elektrizitätsunternehmen und, subsidiär, der Aufsichtsbehörden in fairer Weise umsetzbar. Die derzeitige Informations-Asymmetrie zwischen dem Konzessionär und seinen Eignern einerseits und den Kantonen und Gemeinden andererseits ist bei der Umsetzung allfälliger neuer Modelle deshalb zwingend und vollständig auszugleichen.



III. ÜBERGANGSREGELUNG FÜR DAS WASSERZINSMAXIMUM (Art. 49 Abs. 1 und 1^{bis})

A. Koordination zwischen neuem Wasserzinsmaximum und neuem Marktmodell sachgerecht

8 Der Bundesrat muss der Bundesversammlung bis 2019 den Entwurf für ein neues „marktnahes“ Strommarktmodell unterbreiten (Art. 30 Abs. 5 nEnG¹). Deshalb ist die Bundesverwaltung daran, entsprechende Grundlagen aufzuarbeiten, die kommendes Jahr in die Vernehmlassung gesendet werden sollen. Das künftige Marktmodell bildet die Grundlage für die Ausgestaltung des künftigen Wasserzinsmodells. Eine seriöse Stellungnahme zu einem neuen Modell für das Wasserzinsmaximum wäre in Unkenntnis des neuen Marktmodells nicht möglich gewesen. Deshalb erachten wir die nun vorgeschlagene zeitliche und inhaltliche Koordination mit dem neuen Marktmodell im Grundsatz für geboten und sachgerecht.

B. Die vorgeschlagene Übergangsregelung wird aber strikte abgelehnt

9 Der in den Vernehmlassungsunterlagen konkret unterbreitete Vorschlag für die Übergangsregelung **lehnen die Gebirgskantone aber strikte ab**, weil es aus nachfolgenden Gründen weder sachlich noch politisch gerechtfertigt ist, das derzeitige Wasserzinsmaximum zu senken:

1. Verfehlt Ursachenanalyse führt zu verfehlt Vorschlag als Hauptvariante

10 Im Erläuternden Bericht (EB) zur Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes (WRG) werden die Vorgänge dargelegt, die den internationalen und nationalen Energiemarkt und die Preisentwicklungen beeinflussen und zu einem vollkommen verzerrten Elektrizitätsmarkt geführt haben. Es sind dies zum weit überwiegenden Teil politische Entscheide oder eben unterlassene politische Entscheide. Entsprechend ist es völlig verfehlt zu behaupten, der Wasserzins untergrabe die Wettbewerbsfähigkeit und die Substanz der Wasserkraft. Der Wasserzins gehört nicht zu den Ursachen dieser Entwicklungen und deshalb ist es im Zusammenhang mit der Ursachenbekämpfung falsch, beim Wasserzins ansetzen zu wollen und die Wasserkraftkantone den Preis für den Ausgleich der Marktverzerrungen bezahlen zu lassen.

11 Zentrale Aufgabe des Bundesrates sowie des Bundesparlamentes ist deshalb dafür zu sorgen, dass der völlig verzerrte Elektrizitätsmarkt künftig so geordnet wird, dass die Wasserkraft wieder über gleichlange Spiesse im Wettbewerb verfügt. Nötig ist hierzu eine Kosten-Wahrheit für alle Stromerzeugungsarten und als Folge davon eine Internalisierung der bisher nicht eingepreisten externen Kosten. Realpolitisch ist dies ein anspruchsvolles und wohl auch längerdauerndes Unterfangen, weil mehrere EU-Länder ihre eigenen Produktionsformen durch offene und versteckte protektionistische Massnahmen schützen. Es ist deshalb nicht nachvollziehbar, weshalb die Schweiz ihre saubere und erneuerbare Wasserkraft nicht ebenfalls für solange schützt, bis am europäischen Markt tatsächlich mit gleichlangen Spiessen gekämpft wird.

2. Inakzeptabler Präjudizierungsversuch

12 Wie vorstehend erwähnt, verlangt Artikel 30 Absatz 5 nEnG vom Bundesrat die Ausarbeitung eines „marktnahen Modells“ für den nationalen Strommarkt. Im Umkehrschluss ist somit auch der Souverän der Ansicht, dass das gegenwärtige Marktsystem *marktfern* ist. Entsprechend kann ein neues

¹ Art. 30 Abs. 5 des neuen EnG lautet:

„5 Der Bundesrat unterbreitet der Bundesversammlung bis 2019 einen Erlassentwurf für die Einführung eines marktnahen Modells bis spätestens zum Zeitpunkt des Auslaufens der Unterstützungen für das Einspeisevergütungssystem“. Das Einspeisevergütungssystem läuft bis am 31. Dezember des fünften Jahres nach Inkrafttreten des neuen Energiegesetzes, also voraussichtlich bis zum 31. Dezember 2022.



Modell für das Wasserzinsmaximum - je nach konkreter Ausgestaltung - bestenfalls mit der Annäherung an den Markt begründet werden, sofern und soweit das neue Strommarktdesign zu mehr Markt führt, nicht aber die vorgeschlagene Übergangsregelung. Es ist deshalb verfehlt und auf der Basis einer korrekt interpretierten Ursachenanalyse nicht folgerichtig, wenn der Bundesrat ausführt, die Übergangsregelung sei „als vorbereitende Anpassung vor einer langfristigen Lösung zu sehen, welche in Zukunft durch die Flexibilisierung des Wasserzinses sichergestellt werden soll“ (Ziff. 1.3 des EB). Dieser Schluss ist, auf Basis der heutigen Erkenntnisse, nicht statthaft.

- 13 Mit genau derselben Begründung hätte der Bundesrat auch „indikative“ Vorschläge für das künftige Marktdesign in Vernehmlassung senden können, zumal bereits zahlreiche entsprechende Vorschläge in und ausserhalb der Bundesverwaltung analysiert und diskutiert worden sind. Dies hat er aber - im Gegensatz zum Modell für den Wasserzins - wohlweislich unterlassen.
- 14 Bevor also über eine Änderung des gegenwärtig geltenden Wasserzinsmaximums entschieden werden kann, müssen eine vollständig transparente Datengrundlage und das neue Strommarktmodell vorliegen. Erst und nur dann kann nämlich über die Notwendigkeit und allfälligerweise über das sachgerechte Ausmass von Anpassungen am Wasserzinsmodell befunden werden.
- 15 Der in den Vernehmlassungsunterlagen präsentierte Vorschlag für die Übergangsregelung erweckt den Eindruck, dass der Bundesrat ungeachtet der markt- bzw. preisgestaltenden Wirkung aus einem künftigen Marktmodell bereits heute der festen Ansicht ist, dass das künftige Wasserzinsmaximum erheblich gesenkt werden müsse. Eine objektiv nicht belastbare vorgefasste Meinung als Grundlage für die vorgeschlagene Übergangsregelung zu verwenden, ist unsachlich und für die Gebirgskantone nicht akzeptabel.

3. Inkonsistente Argumentation des Bundesrates

- 16 Vorschläge zur raschen Stärkung der Wasserkraft sind vom Bundesrat in der Junisession 2017 vehement als **unzulässige wirtschaftspolitische Massnahme** bekämpft worden. Es gehe nicht an, gewisse Unternehmen zu entlasten und dies unter Belastung der Haushalte und KMU. Bundespräsidentin Leuthard führte als zuständige Departementsvorsteherin im Namen des Bundesrates diesbezüglich wörtlich was folgt aus:

„Wir sind nicht da, um Unternehmen zu retten. Wir sind nicht primär da, um Fehlentscheidungen von Managements durch den Steuerzahler zu schützen. Wir sind nicht dazu da, um hohe Kredite, die viele Rechnungen belasten, jetzt vom Bund her zu lösen. Das sind primär unternehmerische Aufgaben. Man ist auch dran und hat die Unternehmen neu organisiert. Das ist am Laufen. Deshalb meine ich effektiv, dass der Antrag Wasserfallen dieses Problem nicht auf die lange Bank schieben will. Er sagt, dass wir, wie die Kommission das vorhatte, hier etwas tun müssen, dass es aber nicht nur wirtschaftspolitisch für die Unternehmen begründet sein kann. Es muss auch energiepolitisch und für die Konsumenten, die diese Preise zu bezahlen haben, stimmen. Es muss eine nachhaltige Lösung sein“ (Amtliches Bulletin, Nationalrat Sommersession 2017, Zweite Sitzung, 30.05.17, 08h00; Geschäft 16.035).

- 17 Auf die Frage von Nationalrat Beat Jans, ob das UVEK zur Schaffung von Transparenz bereit sei, bei allen Wasserkraftwerken der Schweiz eine Anfrage durchzuführen und zu verlangen, dass die Zahlen offengelegt werden, antwortete die Departementsvorsteherin namens des Bundesrates was folgt:

„Wir haben keine rechtlichen Grundlagen, um so etwas zu tun. Ich kann doch nicht sagen, jetzt müssen mir alle Unternehmen ihre Bilanzen und ihre Buchhaltung offenlegen. Sie dürfen das freiwillig tun. Sie gehen jetzt einfach davon aus, alle Wasserkraftwerke seien fast nahe am Konkurs. Ich kann das nicht bestätigen, ich kann es aber auch nicht widerlegen. Wir haben - das hat Ihre Subkommission seinerzeit gemacht, Herr Nationalrat Grunder hat



sie geleitet - gewisse anonymisierte Daten über die Kosten der Wasserkraft erhalten. Sie waren anonymisiert - ob das alles stimmt, können wir nicht nachprüfen, denn der Bund, der Staat hat nicht das Recht, Einblick in privatrechtliche Unternehmen zu erhalten und alle Details zu verlangen; es ist nicht möglich. Die Eigentümer - sprich Kantone, Gemeinden - könnten das tun, aber die Daten wurden uns bislang nicht zur Verfügung gestellt. Deshalb ist die Datenlage unvollständig, da stimme ich mit Ihnen überein. Aber wir können nicht einfach, nur weil es spannend wäre, von den Unternehmen jetzt die Bilanzen verlangen und Details darüber, was wie hohe Kosten verursacht, was rentiert und was nicht rentiert. Deshalb glaube ich, bevor man den Unternehmen unter die Arme greifen sollte - das wurde auch mal diskutiert -, sollte man verlangen, dass sie ihre Zahlen offenlegen. (...)(Amtliches Bulletin, Nationalrat Sommersession 2017, Zweite Sitzung, 30.05.17, 08h00; Geschäft 16.035).

- 18 Das Bundesamt für Energie hat mit Briefen vom 27. Juni 2017 inzwischen eine Umfrage bei allen Kraftwerkunternehmungen eingeleitet, um an entsprechende Daten zu gelangen. Bedauerlicherweise beschränkt sich die Umfrage alleine auf die Kostenseite und klammert die Ertragsseite vollständig aus. Auch die Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) vertritt in ihrem Bericht zuhanden der UREK des Nationalrates, worin sie die Finanzlage der Elektrizitätsunternehmungen analysiert, die Ansicht, dass auch die Erlösseite in die Rentabilitätsbetrachtungen mit einzubeziehen ist (vgl. Artikel „Malt die Strombranche zu schwarz?“ in der NZZ vom 08. Juli 2017).
- 19 Obwohl also der Bundesrat im Nationalrat wirtschaftspolitische Massnahmen abgelehnt hat, obwohl seitens des Bundesrates eine Verantwortung des Staates zur Rettung von Unternehmen abgelehnt wird und obwohl der Bundesrat darlegt, über keine belastbaren Datengrundlagen zur Rentabilitätssituation der Wasserkraftwerke zu verfügen, schlägt er drei Wochen nach der Debatte im Nationalrat in den vorliegend zu beurteilenden Vernehmlassungsunterlagen eine Senkung des Wasserzinsmaximums als Übergangsregelung vor. Dies mit der Begründung, dass es „über die Marktpremie hinaus eine Entlastung der Betreiber“ benötige (Ziff. 1.3 des EB). Dieses Vorgehen ist inkonsistent und die Gebirgskantone empfinden es als Affront; im Ergebnis würde eine wirtschaftspolitische Massnahme nun durch die Hintertüre eingeführt - neu mit dem Unterschied, dass diese sich nun einfach einseitig und allein zulasten der Berggemeinden und -kantone auswirken würde und der Bund, die übrigen Kantone und alle übrigen Stakeholder von der Lastentragung im Gegenzug gänzlich befreit bleiben würden. Weshalb mit der vorgeschlagenen Wasserzinssenkung wirtschaftspolitische Massnahmen plötzlich gerechtfertigt sein sollen, nachdem sie nur drei Wochen zuvor vehement abgelehnt worden sind, lässt sich jedenfalls nicht sachlich erklären und ist entsprechend auch nicht nachvollziehbar.
- 20 Die vom Bundesrat vorgeschlagene Übergangsregelung beim Wasserzins steht somit im Widerspruch zu seiner eigenen Haltung, die er nur drei Wochen vor Eröffnung der Vernehmlassung im Nationalrat vertreten hat. Deshalb fordern die Gebirgskantone den Bundesrat mit Nachdruck auf, eine konsistente und verlässliche Haltung einzunehmen. Die vorgeschlagene Wasserzinssenkung, die zudem explizit auch noch als „vorbereitende Anpassung im Hinblick auf die langfristige Lösung“ dienen soll, obwohl die Grundlagen für die künftige Ausgestaltung des Marktes noch gar nicht vorliegen, ist nichts anderes als eine wirtschaftspolitische Massnahme, wie sie vom Bundesrat in der Junisession noch vehement bekämpft worden ist.

4. Ungerechtfertigte Giesskannensubvention

- 21 Der Bundesrat bestätigt im EB, dass rund 50 Prozent der Wasserkraftproduktion in der Grundversorgung abgesetzt wird, wo bekanntlich das sogenannte Gestehungskostenprinzip gilt, bei dem *sämtliche Kosten gedeckt* werden. Deshalb hat dieser Teil der Wasserkraft per Definition gar keine Rentabilitätsprobleme und benötigt somit auch keine Wasserzinssenkung. Dementsprechend erweist sich die für die Übergangsregelung vorgeschlagene Hauptvariante zu mindestens 50 Prozent als unnötige Giesskannensubvention. Auch unter diesem Gesichtspunkt mangelt es der vorgeschlagenen Hauptva-



riante an einer sachlichen und politischen Notwendigkeit. Die im EB für die Hauptvariante und gegen eine differenzierte Betrachtung der unterschiedlichen Marktverhältnisse ins Feld geführten Vollzugsprobleme (Ziff. 1.3 EB) vermögen jedenfalls nicht ernsthaft eine Giesskannensubvention zu rechtfertigen.

5. Indirekte Kompensierung der Marktprämie durch die Wasserkraftkantone

- 22 Am 21. Mai 2017 hat das Volk das neue Energiegesetz (nEnG) als erstes Massnahmenpaket zur Umsetzung der Energiestrategie 2050 (EST-2050) angenommen. Das nEnG enthält eine Marktprämie für Grosswasserkraftwerke, die den Beweis erbringen, dass sie mit Rentabilitätsproblemen kämpfen (Verlust-Nachweis). Für die Unterstützung dieser Werke werden bei den Konsumenten 0,2 Rp./kWh erhoben, womit jährlich rund CHF 120 Millionen zur Verfügung stehen. Zudem sind diese Werke von der Durchschnittspreisermittlung befreit, was eine zusätzliche Entlastung bedeutet².
- 23 Die vom Bundesrat vorgeschlagene Wasserzinssenkung würde nun aber im Ergebnis zu einer teilweisen Kompensation der bei den Konsumenten erhobenen Abgabe von 0.2 Rp/kWh führen. Von einer solchen Massnahme war vor der Abstimmung keine Rede. Das Stimmvolk hat der EST-2050 im Bewusstsein dieser Zusatzbelastung zugestimmt und damit zum Ausdruck gebracht, dass es bereit ist, diese Zusatzbelastung zu tragen. Mit der vorgeschlagenen Wasserzinssenkung soll dieser Volksscheid gemäss Vorschlag des Bundesrates bereits einen Monat nach der Abstimmung durch die Hintertüre zu Lasten der Wasserkraftkantone umgestossen werden. Dieses Vorgehen ist staatspolitisch bedenklich und nicht tolerierbar.

6. Opfersymmetrie - fehlende Beteiligung des Bundes

- 24 Bemerkenswert am Vernehmlassungsvorschlag ist sodann, dass sich der Bund bei der Lösung der Rentabilitätsprobleme in keiner Weise selber beteiligt und dies obwohl die Wasserkraft der zentrale Pfeiler der EST-2050 bildet. Mit anderen Worten: Der Bund verlangt von allen anderen (Eigentümer, Konsumenten, Wasserkraftkantone) ein Entgegenkommen, welches er für sich selbst aber strikte zurückweist. Dies ist inakzeptabel. Wenn Teile der Schweizer Wasserkraft tatsächlich mit politisch bedingten Rentabilitätsproblemen zu kämpfen haben, muss sich im Sinne einer echten Opfersymmetrie zwingend auch der Bund mit eigenen Mitteln an der Problemlösung beteiligen. Will der Bund somit an seinem Vorschlag für die Übergangsregelung festhalten, fordern die Gebirgskantone, dass er konkrete und wirksame Vorschläge unterbreitet, wie auch er sich mit eigenen Mitteln im Sinne einer Opfersymmetrie dort, wo ausgemachter Handlungsbedarf besteht (d.h. im Einzelfall für allfällig notleidende Elektrizitätsunternehmen), beteiligt.

7. Dauer der Übergangsregelung

- 25 Die vorgeschlagene Übergangsregelung ist bis Ende 2022 befristet. Folglich rechnet der Bundesrat fest mit dem verbindlichen Inkrafttreten des neuen Strommarktmodells per 1. Januar 2023. Dies *kann* der Fall sein, *muss* es aber nicht. Die Erarbeitung eines neuen Marktmodells ist komplex und die Beratungen darüber werden erfahrungsgemäss kontrovers ausfallen und viel Zeit beanspruchen. Der Gesetzgebungsprozess beim StromVG und bei der EST-2050 sind diesbezüglich zwei Schulbeispiele. Es sei auch daran erinnert, dass der Bundesrat in der Junisession noch verlauten liess, dass er für das neue Marktmodell über verschiedene Ansätze verfüge und im Ergebnis soweit sei, dass die Ergebnisse im Herbst 2017 vertieft seien³. Einem Rundschreiben vom 20. Juni 2017 des Bundesamtes für

² BFE-Faktenblatt vom 21. März 2017, S. 2, abrufbar unter:
https://www.uvek.admin.ch/dam/uvek/de/dokumente/energie/faktenblatt5-energiegesetz-wasserkraft.pdf.download.pdf/06_Faktenblatt_5_Wasserkraft.pdf.

³ Votum Bundespräsidentin Leuthard: „Deshalb meine ich effektiv, dass der Antrag Wasserfallen dieses Problem nicht auf die lange Bank schieben will. Er sagt, dass wir, wie die Kommission das vorhatte, hier etwas tun müssen, dass es aber nicht nur wirtschafts-



Energie ist dann aber bereits zu entnehmen, dass erst *Ende Sommer 2018* mit einer Vernehmlassungsvorlage für ein neues Marktdesign zu rechnen sei⁴. Folgerichtig ist es, zusammenfassend deshalb angezeigt, die Dauer der Übergangsregelung nicht an eine konkrete Jahreszahl, sondern an die *Inkraftsetzung* des neuen Marktmodells zu knüpfen. Nur dies gewährleistet eine echte Koordination.

C. Zusammenfassung

- 26 Gestützt auf die vorstehenden Erwägungen **beantragen** wir die derzeitige Wasserzinsregelung bis zum Inkrafttreten des marktnahen Modells gemäss Art. 30 Abs. 5 nEnG zu verlängern:

ANTRAG:

Änderung von Art. 49 Abs. 1, erster Satz:

¹ Der Wasserzins darf **bis zum Inkrafttreten des marktnahen Modells gemäss Artikel 30 Absatz 5 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG)** jährlich 110 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung nicht übersteigen. (...)

Änderung von Art. 49 Abs. 1^{bis}:
Aufheben.

litisch für die Unternehmen begründet sein kann. Es muss auch energiepolitisch und für die Konsumenten, die diese Preise zu bezahlen haben, stimmen. Es muss eine nachhaltige Lösung sein. Wir haben sie auch noch nicht. Wir haben verschiedene Ansätze. Das haben wir der Kommission mitgeteilt und gesagt: Im Herbst sind wir so weit, dass wir die Ergebnisse vertieft haben“ (Amtliches Bulletin, Nationalrat Sommersession 2017, Zweite Sitzung, 30.05.17, 08h00; Geschäft 16.035).

⁴ Brief vom 20. Juni 2017 des Bundeamtes für Energie an die Stakeholder der Revision des Stromversorgungsgesetzes.



IV. ALTERNATIVVARIANTE FÜR DIE ÜBERGANGSREGELUNG (Art. 49 Abs. 1 und 1^{bis})

A. Einleitung

- 27 Der EB zur Teilrevision - nicht aber auch der konkret vorgelegte Gesetzestext - enthält für die Übergangsregelung einen Alternativvorschlag. Diesem entsprechend soll es nur punktuelle Wasserzinsreduktionen für klar defizitäre Kraftwerke geben, wobei als Voraussetzung die Marktprämienberechtigung für Grosswasserkraftwerke gemäss Artikel 30 nEnG herangezogen werden könne.

B. Grundsätzliche Haltung

- 28 Die oben in Kapitel III. enthaltenen Erwägungen zur verfehlten Ursachenanalyse (Ziff. III./B./1.), zum inakzeptablen Präjudizierungsversuch (Ziff. III./B./2.), zur inkonsistenten Argumentation des Bundesrates (Ziff. III./B./3.), zur mangelnden Beteiligung des Bundes (Ziff. III./B./5.) und zur nicht sachgerecht geregelten Geltungsdauer der Übergangsregelung (Ziff. III./B./7.) gelten gleichermassen auch für die Alternativvariante, weshalb ausdrücklich darauf verwiesen wird. Vor diesem Hintergrund besteht grundsätzlich auch keinerlei sachliche und politische Notwendigkeit für punktuelle Wasserzinssenkungen. Auch die ECom gelangt in ihrer Analyse vom 26. Juni 2017 zuhanden der UREK des Nationalrates zum Schluss, dass allfällige Unterdeckungen von den Gesellschaften getragen werden können und auch sollen.

C. Alternativvariante nur unter klaren Bedingungen

- 29 Im Sinne der von den Gebirgskantonen mit den Elektrizitätsgesellschaften gepflegten partnerschaftlichen Politik waren und sind die Gebirgskantone bereit, Unterstützungsmassnahmen zu prüfen, wenn eine Gesellschaft nachweislich Schwierigkeiten hat. Deshalb verschliessen sich die Gebirgskantone einer Übergangsregelung mit punktuellen (einzelfallweisen) Wasserzinsreduktionen nicht generell. Dabei muss aber folgender zwingender Grundsatz gelten: **„Wer über die Marktprämie hinaus eine Unterstützung beanspruchen will, der muss vollständige Datentransparenz gewährleisten“**. In diesem Sinne konkretisieren die Gebirgskantone den Alternativvorschlag des Bundesrates mit folgenden **zwingenden und kumulativ zu erfüllenden Bedingungen (Anspruchsvoraussetzungen)**:

- 1) Die Prüfung einer punktuellen Wasserzinsreduktion erfolgt nur dann, wenn eine Marktprämie ausgerichtet wird;
- 2) Die Berechnung der punktuellen Wasserzinsreduktion erfolgt nur unter vorangehender vollständiger Anrechnung der ausgerichteten Marktprämie;
- 3) Die punktuelle Wasserzinsreduktion wird ausschliesslich auf dem nachweislich am Markt abgesetzten Wasserkraftstrom gewährt (nicht auch auf dem in der Grundversorgung abgesetzten Wasserkraftstrom);
- 4) Zusätzlich zu den für die Ausrichtung der Marktprämie geltenden Kriterien haben die Gesuchsteller und Gesuchstellerinnen vollständige Transparenz zur Kosten- und Erlösseite zu gewährleisten;
- 5) Auf der Kostenseite werden keine Eigenkapital-Verzinsungen akzeptiert;
- 6) Die Eigner der Kraftwerkgesellschaft haben einen Dividendenverzicht zu erklären;
- 7) Die Eigner der Kraftwerkgesellschaft haben sich in zumutbarer Weise an der Problemlösung zu beteiligen;



- 8) Die punktuelle Wasserzinsreduktion wird gewährt, soweit dies zur Deckung der Gestehungskosten des einzelnen Kraftwerkes erforderlich ist, maximal jedoch im Umfange von CHF 10.00/kW_{brutto} (Senkung von CHF 110/kW_{brutto} auf CHF 100/ kW_{brutto});
- 9) Die punktuelle Wasserzinsreduktion erfolgt in Form einer Stundung, d.h. die entsprechende Kraftwerksgesellschaft muss die erhaltene Reduktion zurückzahlen, wenn sie wieder Gewinn erzielt;
- 10) Der Bund muss sich seinerseits mit eigenen Mitteln an der Unterstützung des entsprechenden Kraftwerkes beteiligen.

D. Antrag zur Konkretisierung der Alternativvariante

- 30 Gestützt auf die vorstehenden Erwägungen stellen die Gebirgskantone nachstehenden Antrag zur Konkretisierung des vom Bundesrat unterbreiteten Alternativvorschlags. Die Unterstützungen des Bundes sind von diesem noch zusätzlich auf Gesetzesebene zu regeln. Zudem ist auch noch zu prüfen, ob einzelne Bestimmungen allenfalls auch auf Verordnungsebene verankert werden können:

ANTRAG:

Änderung von Art. 49 Abs. 1, erster Satz:

¹ Der Wasserzins darf **bis zum Inkrafttreten des marktnahen Modells gemäss Artikel 30 Absatz 5 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG)** jährlich 110 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung nicht übersteigen. (...)

Änderung von Art. 49 Abs. 1^{bis}, 1^{ter} und 1^{quater} (neu):

^{1bis} **Bis zum Inkrafttreten des marktnahen Modells gemäss Artikel 30 Absatz 5 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG) wird der Wasserzins jährlich um CHF 10 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung, höchstens aber bis zur Deckung der Gestehungskosten, gesenkt, wenn die Betreiber von Grosswasserkraftanlagen im Sinne von Art. 30 Absatz 1 und 2 EnG bzw. ihre Eigner den Nachweis erbringen, dass die Gestehungskosten der Elektrizität aus diesen Anlagen trotz Anrechnung der Marktprämie gemäss Art. 26 EnG sowie nach Abzug einer Eigenkapitalverzinsung, nach einem Dividendenverzicht und nach zumutbaren Stützungsmaßnahmen der Eigner sowie nach Unterstützungen des Bundes nicht gedeckt werden können.**

^{1ter} **Verkaufen die Betreiber bzw. ihre Eigner im Sinne von Art. 30 Absatz 1 und 2 EnG die Elektrizität aus den Anlagen am Markt wieder über den Gestehungskosten ist die gewährte Reduktion gemäss Absatz 1^{bis} an den Bund und die Kantone zurückzuzahlen. Letztere verteilen die Rückzahlungen nach Massgabe ihres Rechts anteilmässig auf die wasserzinsberechtigten Gemeinwesen.**

^{1quater} **Der Bundesrat regelt die Einzelheiten, insbesondere:**

- a. **die Anforderungen an die vollständige Übersicht über die Gestehungskosten der Elektrizität der betroffenen Anlagen sowie über die mit dieser erzielten Erlöse;**
- b. **die vom Gesuchsteller für den Dividendenverzicht zu erfüllenden Kriterien;**
- c. **die Kriterien für zumutbare Stützungsmaßnahmen der Gesellschaftseigner;**
- d. **die Ausgestaltung der Stundungsbedingungen;**
- e. **die Unterstützungen des Bundes.**



IV. ERMÄSSIGUNG WASSERZINS BEI GEWÄHRUNG VON INVESTITIONSBEITRÄGEN (Art. 50a)

- 31 Dieser Teil der vorgeschlagenen WRG-Teilrevision geht auf die Motion der UREK-S vom 26. August 2014 zurück (14.3668). Der Vorschlag zur kompletten Wasserzinsbefreiung im Falle einer Gewährung von Investitionsbeiträgen gemäss EnG gründet auf dem Gedanken, dass die verleihenden Gemeinwesen keinen Wasserzins erhalten sollen, wenn das Kraftwerk nur dank Investitionshilfen aus dem entsprechenden Netzzuschlag realisiert werden kann. Die Gebirgskantone lehnen diesen Vorschlag nicht grundsätzlich ab. Der vorgeschlagene komplette Wasserzinsverzicht für die Baufrist und während 10 Jahren ab Inbetriebnahme des Werkes hat aber den gravierenden Mangel einer nicht nötigen Starrheit an sich, sowohl bezüglich des Verzichtumfangs als auch bezüglich dessen Dauer.
- 32 Die vorgeschlagene Regelung ist nicht sachgerecht und verunmöglicht eine Gleichbehandlung der Kraftwerke. Zum einen bewirken die Massnahmen (Neuanlage, erhebliche Erweiterung, erhebliche Erneuerung) unterschiedliche Leistungserhöhungen. Zum andern werden sowohl die Investitionen der Kraftwerke als auch die Höhe der ausgerichteten Investitionshilfen sehr unterschiedlich ausfallen. Es ist eine gesetzliche Grundlage zu schaffen, die **massgeschneiderte Lösungen** zulässt. Zusammenfassend **unterbreiten die Gebirgskantone** deshalb folgenden **Gegenvorschlag**:

ANTRAG:

Änderung von Art. 50a:

¹ Bei Wasserkraftwerken, für die ein Investitionsbeitrag nach Art. 26 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG) ausgerichtet wird, gelten die folgenden Ermässigungen:

- a. Für eine Neuanlage (Art. 24 Abs. 1 Bst. b Ziff. 1 EnG): **Eine Ermässigung des Wasserzinses, die sich bezüglich Umfang und Dauer aufgrund der getätigten Investition, dem erhaltenen Investitionsbeitrag und der gesamten Bruttoleistung richtet. Bezüglich Dauer ist eine maximale Befreiung während der für den Bau bewilligten Frist und während 10 Jahren ab der Inbetriebnahme möglich. Bezüglich des Umfangs kann der Wasserzins teilweise oder gänzlich ermässigt werden.**
- b. Für eine erhebliche Erweiterung einer bestehenden Anlage (Art. 24 Abs. 1 Bst. b Ziff. 2 EnG): **Eine Ermässigung des Wasserzinses richtet sich nach den Kriterien gemäss Buchstabe a, wobei ausschliesslich die zusätzliche Bruttoleistung massgebend ist.**
- c. Für eine erhebliche Erneuerung einer bestehenden Anlage (Art. 24 Abs. 1 Bst. b Ziff. 2 EnG): **Eine Ermässigung des Wasserzinses richtet sich nach den Kriterien gemäss Buchstabe a, wobei die zusätzliche Bruttoleistung nur dann mitberücksichtigt wird, wenn eine solche erfolgt.**

² Sinngemässe Ermässigungen gelten auch für die besonderen Steuern nach Artikel 49 Absatz 2.



V. GRENZKRAFTWERKE - ABSTIMMUNG IM INTERNATIONALEN VERHÄLTNIS (Art. 7 und Art. 49 Abs. 1 letzter Satz)

- 33 Gemäss Ausführungen im EB bewirkt dieser Vorschlag keine materielle Änderung zum geltenden Recht (Ziff. 1.2 in fine). Damit mangelt es der vorgeschlagenen Anpassung eigentlich an der fundamentalen Voraussetzung für eine Gesetzesrevision. Es ist auch nicht ersichtlich, wo der Nutzen der vorgeschlagenen Gesetzesänderung liegen soll. Die Gebirgskantone lehnen den unterbreiteten Vorschlag nicht grundsätzlich ab, **verlangen aber in der Botschaft klarere Aussagen zum nachweislichen Nutzen des Revisionsvorschlages. Zugleich behaften sie den Bund bei seiner Aussage, dass diese Teilrevision keinerlei materielle Änderung zum geltenden Recht, namentlich im Verhältnis zu den betroffenen Kantonen, hat. Auch diesbezüglich ist eine explizite Zusicherung ist in der Botschaft des Bundesrates erwünscht.**

VI. BERECHNUNG DER BRUTTOLEISTUNG (Art. 51 Randtitel und Abs. 1)

- 34 Da dieser Teil des Revisionsvorschlages eine bloss sprachliche Präzisierung enthält, haben wir **keine Bemerkungen.**

VII. FLEXIBILISIERUNG DES WASSERZINSMAXIMUMS (Konsultativbefragung)

A. Unkoordiniertes Vorgehen

- 35 Wie bei Ziff. II./A. einleitend erwähnt, ist eine seriöse Stellungnahme zu einem neuen Modell für das Wasserzinsmaximum in Unkenntnis des neuen Modells für den Strommarkt nicht möglich. Wir erachten es deshalb auch nicht für adäquat, im EB ein konkretes Modell für die Flexibilisierung des Wasserzinsmaximums zu präsentieren, obwohl dieses explizit nicht Teil der Vorlage bildet.
- 36 Mit genau denselben Gründen hätten auch Vorschläge für das künftige Marktmodell unterbreitet und einer „Konsultation“ unterbreitet werden können, zumal auch diesbezüglich verschiedene Modelle bereits verwaltungsintern und -extern diskutiert worden sind. Das Vorgehen ist umso unverständlicher, als vom Bundesrat in der Junisession wiederholt und mit Nachdruck darauf hingewiesen worden ist, dass es eine *Gesamtschau* benötige, um konsistente Lösungen zu finden.

B. Unhaltbarer Versuch zur Schaffung eines Präjudizes

- 37 Es ist für die Gebirgskantone deshalb offensichtlich, dass mit der Präsentation des flexiblen Modells und der in diesem Zusammenhang erwähnten „indikativen“ Zahlen die erst noch zu führende Diskussion zum neuen Modell für das Wasserzinsmaximum präjudiziert werden soll. Die als Übergangsregelung vorgeschlagene Senkung auf CHF 80.--/kW_{brutto} dient - aus dieser Betrachtung - einzig dem Zweck, einen psychologischen „Anker“ zu setzen, um das Wasserzinsmaximum dann von einer bereits reduzierten Basis aus in einem nochmaligen, gleichgrossen Schritt auf letztlich CHF 50.--/kW_{brutto} (Sockel) zu senken.
- 38 In unseren vorstehenden Erwägungen zum Hauptvorschlag haben wir aber eingehend dargelegt, dass bereits die als Übergangsregelung vorgeschlagenen Senkung des Wasserzinsmaximums auf CHF 80.--/kW_{brutto} unter mehreren Aspekten sachlich nicht gerechtfertigt ist und allerhöchstens *einzelfallweise*,

an klare Anspruchsvoraussetzungen geknüpfte Wasserzinssenkungen in Frage kommen können. Entsprechend sind die Gebirgskantone auch in keiner Weise bereit, „die Übergangslösung als vorbereitende Anpassung vor einer langfristigen Lösung zu sehen“, wie dies im EB ausgeführt wird (EB, Ziff. 1.3).

- 39 Gestützt auf die vorstehenden Erwägungen, weil das Modellbeispiel nicht Gegenstand der heutigen Vorlage bildet und weil ein künftiges Modell für das Wasserzinsmaximum nicht ohne Kenntnis des künftigen Marktmodells seriös beurteilt werden kann, **verzichten die Gebirgskantone im gegenwärtigen Zeitpunkt auf eine nähere Stellungnahme zum präsentierten flexiblen Modell für das Wasserzinsmaximum**. Auf eine Stellungnahme kann sich die RKGK erst einlassen, wenn die Ausgestaltung des neuen Strommarktmodells bekannt ist. Die Gebirgskantone halten aber bereits heute in aller Deutlichkeit fest, welche **fundamentalen Eckpunkte** ein künftiges Modell **zwingend** abdecken muss:

ZWINGENDE ECKPUNKTE FÜR EIN KÜNFTIGES WASSERZINSMODELL

- Das Modell muss die **gesamte jeweils mögliche Wertschöpfung** abbilden, die mit der Wasserkraftnutzung erzielt werden kann (z.B. Einbezug von Erlösen aus Systemdienstleistungen, Zertifikaten, Kapazitätszuschlägen sowie Handelsprodukten, wie Intraday-Handel u.a.). Nur dann ist nämlich wirklich gewährleistet, dass die Wasserkraftkantone in fairer Weise an der sogenannten Ressourcenrente partizipieren. Mit anderen Worten reicht es in keiner Weise aus, die Ressourcenrente alleine von einem Börsenpreis abhängig zu machen.
- Die Kraftwerkgesellschaften bzw. deren Eigner sind zur **vollständigen Transparenz** zu verpflichten, d.h. sie haben gegenüber den Kantonen bezüglich Kosten und Erlöse mindestens folgende Angaben zu machen:
 - 1) Bekanntgabe der tatsächlich turbinieren Wassermengen und der detaillierten Turbinierungsstunden jeweils per Ende Jahr auf einer öffentlich zugänglichen Internetseite (Homepage);
 - 2) Nachweis der Gestehungskosten unter Ausklammerung von Eigenkapital-Renditen und Dividenden. Allfällige Overheadkosten sind plausibel nachzuweisen;
 - 3) Bekanntgabe, wie die im Kraftwerk produzierte Elektrizität in welchen Märkten (SDL-Markt sowie künftig andere Märkte) eingesetzt wurde und welche Erträge dadurch erzielt worden sind;
 - 3) Bekanntgabe, welcher Anteil des in der Anlage produzierten Stroms als Ökostrom und mit welchem Erlös verkauft worden ist;
 - 4) Bekanntgabe, wieviel Strom aus der betreffenden Anlage im geschlossenen Markt abgesetzt worden ist bzw. welcher Anteil dem Kraftwerk zugerechnet wird;
 - 5) Bekanntgabe, welche Handelsgewinne erwirtschaftet wurden und welche auf den Einsatz bzw. das Vorhandensein des Kraftwerks zurückzuführen sind.
- Die Behandlungen dieser Daten durch die Kantone untersteht der **Vertraulichkeit analog dem Steuerrecht**.
- Die Datentransparenz muss - zu Plausibilierungs- und anderweitig vollzugsseitig begründeten Zwecken - zusätzlich, zumindest aber **subsidiär, unter Einbezug von staatlichen Aufsichtsbehörden wie die ECom** sichergestellt werden können.
- Das Modell darf **keinerlei Wälzung des Wasserzinses über einen Netzzuschlag** vorsehen;
- Das Modell ist so zu gestalten, dass Gemeinden und Kantone **auch künftig noch bereit sind, Konzessionen zu verleihen**.



Wir danken Ihnen nochmals für die Möglichkeit zur Stellungnahme und wir ersuchen den Bundesrat unseren Argumenten bei der Überarbeitung der Vorlage ernsthafte Beachtung zu schenken.

Mit freundlichen Grüssen

REGIERUNGSKONFERENZ DER GEBIRGSKANTONE

Der Präsident:

Dr. Christian Vitta

Der Generalsekretär:

Fadri Ramming

Beilagen:

- „Erträge mit der Wasserkraft in den Jahren 2000 -2016“ - Grundlagenbericht 28.08.2017; erstellt im Auftrag der Gebirgskantone und der Kantone Aargau und Bern durch BHP - Hanser und Partner AG, Zürich
- „Das Erlöspotenzial der Schweizer Grosswasserkraft“ - Studie vom 28.08.2017; erstellt im Auftrag der Gebirgskantone durch Prof. Dr. Karl Frauendorfer, Institute für Operations Research und Computational Finance, Universität St.Gallen

Kopie an:

- revision-wrg@bfe.admin.ch



DIE GEBIRGSKANTONE

Regierungskonferenz der Gebirgskantone
Conférence gouvernementale des cantons alpins
Conferenza dei governi dei cantoni alpini
Conferenza da las regenzas dals chantuns alpins

Madame la Présidente de la Confédération
Doris Leuthard
Cheffe du DETEC
Kochergasse 6
3003 Berne

Coire, le 28 août 2017

Projet de révision partielle de la loi sur l'utilisation des forces hydrauliques

Prise de position

Madame la Présidente de la Confédération,
Mesdames, Messieurs,

Par courrier du 22 juin 2017, vous nous avez donné l'occasion de prendre position sur le projet de révision partielle de la loi sur l'utilisation des forces hydrauliques (en particulier le nouveau taux maximum de la redevance hydraulique dès le 1^{er} janvier 2020). Après examen des documents, la Conférence gouvernementale des cantons alpins (CGCA), composée des cantons d'Uri, d'Obwald, de Nidwald, de Glaris, des Grisons, du Tessin et du Valais, prend position comme suit:

I. RÉSUMÉ

La CGCA considère *par principe* que la coordination, dans le temps et au niveau des contenus, de la conception du nouveau taux maximum de la redevance hydraulique avec le nouveau modèle plus proche de la réalité du marché pour le marché de l'électricité (art. 30, al. 5, LEné) est nécessaire et pertinente. Dans ce sens, elle approuve une réglementation transitoire, dont la durée ne doit pas être liée à un nombre défini d'années, mais à *l'entrée en vigueur du nouveau modèle de marché*, car c'est la seule manière de garantir une véritable coordination entre le modèle de redevance hydraulique et le modèle de marché de l'électricité.

Par contre, la CGCA rejette catégoriquement la variante principale soumise par le Conseil fédéral, parce qu'elle ne corrige pas les failles du marché suisse de l'électricité, qu'elle est basée sur une analyse erronée des causes à plus d'un égard et que le Conseil fédéral fait ainsi preuve d'un comportement extrêmement contradictoire. Par ailleurs, la variante principale proposée aboutirait à une subvention injustifiée selon le principe dit «de l'arrosoir». Il en résulterait in fine que les cantons hydrauliques compenseraient indirectement la prime de marché, décidée par le peuple avec la nouvelle loi sur l'énergie, qui entrera en vigueur le 1^{er} janvier 2018 et déploiera ses effets dès le 1^{er} janvier 2020. Un point du projet soumis à consultation particulièrement intéressant à relever est que la Confédération exige un geste de toutes les autres parties (propriétaires, consommateurs, cantons hydrauliques), geste qu'elle refuse catégoriquement en ce qui la concerne, bien qu'elle ait déclaré que les forces hydrauliques constituaient le pilier central de la SE 2050. L'unique objectif de la variante principale proposée est finalement de créer un «point d'ancrage» psychologique pour pouvoir ultérieurement à nouveau abaisser la redevance hydraulique maximale. Cette démarche

Präsident: Staatsrat Dr. Christian Vitta
Generalsekretär: lic. iur. Fadri Ramming

Hintern Bach 6, Postfach 539, 7001 Chur
Tel. 081 250 45 61, Fax 081 252 98 58
kontakt@gebirgskantone.ch
www.gebirgskantone.ch

objectivement et politiquement injustifiée est rejetée catégoriquement par les cantons alpins, qui ne sont pas enclins à «voir la solution transitoire comme une adaptation préparatoire à une solution à long terme», comme cela est formulé dans le Rapport explicatif (RE ch. 1.3).

Les arguments précités plaident en principe également contre les baisses ponctuelles de la redevance hydraulique (**proposition alternative**). Au sens de la politique de partenariat suivie avec les sociétés d'électricité, les cantons alpins sont néanmoins disposés à examiner des mesures de soutien, lorsque l'exploitant d'une centrale ou son propriétaire connaît de graves difficultés avérées pour la commercialisation du courant produit dans une centrale hydroélectrique spécifique. Pour un tel soutien, le principe suivant doit s'appliquer impérativement: **«Quiconque veut solliciter un soutien au-delà de la prime de marché doit garantir une totale transparence!»** Par ailleurs, les allègements accordés à la communauté bénéficiaire de la redevance hydraulique doivent être **remboursés** lorsque les sociétés réalisent à nouveau des bénéfices (surplus). Dans ce sens, les cantons n'excluent pas totalement une réglementation transitoire avec des réductions ponctuelles de la redevance hydraulique (au cas par cas) et soumises à des **conditions requises claires**.

Un fait exceptionnel à relever est qu'un aspect ne faisant pas explicitement partie intégrante de la proposition est mis en discussion. Il est manifeste pour les cantons alpins que la présentation consultative du **modèle flexible** et les paramètres «indicatifs» mentionnés influenceront la future discussion sur le nouveau modèle de redevance hydraulique maximale. De la même façon, différents modèles pour la nouvelle conception du marché de l'électricité auraient déjà pu être mis en consultation aujourd'hui. Mais il est impossible de porter un jugement sérieux sur un futur modèle de redevance hydraulique maximale sans connaître le futur modèle de marché. La démarche choisie par le Conseil fédéral manque de coordination. La CGCA ne consentira à une discussion concrète sur le modèle que lorsque la conception du nouveau modèle de marché (art. 30, al. 5, nLEne) sera connue. Pour des questions de principe, les cantons renoncent donc actuellement à une prise de position plus précise sur le modèle flexible proposé. Mais aujourd'hui déjà, ils définissent très clairement les **points essentiels** que tout futur modèle devra en tous cas respecter: une **transparence totale des données de la part des sociétés d'électricité et des autorités de surveillance envers les cantons**, ainsi que **la consignation et la présentation de toute la valeur ajoutée réalisable avec les forces hydrauliques**. Les cantons alpins rejettent les propositions éventuelles de solidarisation de la redevance hydraulique par la perception d'un supplément réseau, propositions mises en discussion par des tiers, parce qu'elles sont contraires à la Constitution et au système. Globalement, chaque futur modèle choisi pour la redevance hydraulique maximale devra mettre en place des incitations pour que les communes et les cantons soient encore disposés à octroyer des concessions à l'avenir.

La justification détaillée de nos positions est la suivante (cf. pages suivantes):



II. PRINCIPES

A. Qu'est-ce la redevance hydraulique?

- 1 La redevance hydraulique est le *prix à verser pour le droit exclusif d'utilisation des forces hydrauliques* octroyé aux concessionnaires (sociétés exploitant les centrales) en général pour une durée de 80 ans. L'obligation de payer la redevance hydraulique débute avec l'acquisition de la concession par le concessionnaire. Juridiquement, cette rémunération pour l'octroi d'un avantage particulier est considérée comme une taxe causale. Des rémunérations similaires pour l'utilisation d'une ressource détenue par une collectivité publique existent par exemple pour les carrières, les gravières et pour d'autres utilisations des eaux publiques (production de chaleur, refroidissement, irrigation, etc.).
- 2 Contrairement à une idée fautive largement répandue, la redevance hydraulique n'est donc ni une subvention ni un impôt, mais le prix d'une ressource (juridiquement: taxe causale). C'est pourquoi les cantons alpins refusent les propositions visant à transformer la redevance hydraulique en subvention ou en impôt, ce qui serait par exemple le cas, si la redevance hydraulique devait être financée par un supplément réseau (à l'instar de la «Rétribution à prix coûtant du courant injecté»), comme cela a déjà été communiqué. Juridiquement, le supplément réseau est une taxe compensatoire avec une affectation déterminée. Avec un financement de la redevance hydraulique par le supplément réseau, celui-ci (avec la redevance hydraulique) deviendrait un impôt affecté à un but précis. A cette fin, une base légale dans la Constitution fédérale fait néanmoins défaut. Ces propositions sont donc non seulement contraires à la cause, mais surtout contraires à la Constitution.

B. Quelle est l'origine de la redevance hydraulique maximale?

- 3 A la fin du 19^e siècle, pour la première fois, l'électricité a été acheminée sur de grandes distances. Dès lors, l'intérêt pour l'utilisation de l'énergie hydraulique a brusquement augmenté. L'industrie naissante du Plateau et la construction d'infrastructures ferroviaires voulaient être approvisionnées en courant bon marché. Il en est résulté une zone conflictuelle entre la production d'électricité aux prix les plus bas possibles et les recettes des collectivités publiques détentrices de la souveraineté des eaux. Craignant que l'utilisation des forces hydrauliques soit considérablement entravée par les redevances hydrauliques trop élevées et par d'autres services, le Parlement a décidé d'introduire un prix plafond pour la redevance hydraulique. La redevance hydraulique maximale est donc un prix plafond *réglementé par l'Etat* pour la promotion de l'industrialisation et de l'électrification du pays. Le premier taux maximum fédéral de la redevance hydraulique a été fixé en 1916 sur la base des redevances hydrauliques exigées jusqu'alors par les cantons. En acceptant cette limitation, les régions de montagne ont grandement contribué au développement de l'industrie suisse et des sites industriels. En contrepartie, les communes et cantons de montagne ont pu générer des recettes pour réaliser des aménagements et promouvoir un développement économique. La redevance hydraulique maximale est donc fondée sur un juste équilibre entre les intérêts des propriétaires de la ressource naturelle qu'est l'énergie hydraulique, et ceux de l'économie nationale.

C. La valeur de l'eau a fortement évolué

- 4 Au cours du siècle passé, la valeur de la ressource qu'est l'énergie hydraulique a fortement évolué à plus d'un égard. La qualité énergétique des différents types d'énergie électrique produits par les forces hydrauliques s'est considérablement affinée. L'importance de la précieuse énergie de pointe et celle des produits de courant écologique à prix élevés en sont deux exemples. Aujourd'hui, la population est aussi nettement plus sensible à la consommation du paysage et aux changements environnementaux qu'au début du 20^e siècle. Actuellement, la protection du paysage et des éléments du

paysage ainsi que la production électrique si possible renouvelable sont des intérêts publics qui, entre-temps, ont été intégrés à la Constitution et à la loi. Il faut également noter à ce propos que la Confédération opère un prélèvement en faveur de l'environnement sur la redevance hydraulique, afin d'indemniser les communes incapables d'exploiter l'énergie hydraulique parce que leur paysage a été placé sous protection nationale (art. 49, al. 1 et art. 22, LFH). D'autre part, la production d'électricité issue des forces hydrauliques constitue depuis toujours le pilier central pour la sécurité de l'approvisionnement de notre pays. Suite à l'acceptation par le peuple le 21 mai 2017 de la SE 2050 et de la sortie progressive du nucléaire, l'énergie hydraulique a encore gagné en importance. En sus du renchérissement, la valeur de l'eau a nettement augmenté au siècle passé pour d'autres raisons essentielles. Le prix actuel de 110 fr./kW_{th} est donc tout à fait justifié.

D. Forte diminution des postes de travail

- 5 Les communes et les cantons de montagne ont octroyé des concessions pour l'utilisation des forces hydrauliques parce que les sociétés d'électricité avaient promis la création de postes de travail. Au début, des emplois ont effectivement été créés. Mais en raison de la digitalisation et d'autres mesures de rationalisation, nombre de postes de travail indispensables pour l'exploitation des centrales ont été supprimés et/ou délocalisés. Aujourd'hui, les centrales alpines sont gérées par les centres de coordination de groupes situés à Zurich, Baden, Olten ou Berne. L'entretien des centrales est majoritairement assuré par des équipes ou fournisseurs mobiles, respectivement des partenaires externes et non plus par des collaborateurs permanents sur place. Il en est de même pour le réseau. Au fil du temps, l'importance des sociétés d'électricité en tant qu'employeurs dans les vallées et partant une contrepartie essentielle pour les concessions octroyées s'est donc fortement relativisée.

E. Le courant hydraulique génère des revenus

- 6 Conjointement avec les deux cantons hydrauliques, Argovie et Berne, la CGCA a mandaté le cabinet de conseil renommé BHP - Hanser und Partner AG de Zurich pour mener une étude intitulée «Erträge mit der Wasserkraft in den Jahren 2000 -2016» ainsi que le Prof. Karl Frauendorfer de l'Université de Saint-Gall pour établir une étude sur «Das Erlöspotenzial der Schweizer Grosswasserkraft», annexée à la présente prise de position ([voir annexe](#)). Voici la synthèse des résultats:

- **Bénéfices constants:** Durant la période de référence de 2000 à 2015, la branche de l'électricité a globalement réalisé des bénéfices avec les forces hydrauliques, indépendamment des prix du marché également bas dans les phases antérieures et du système actuel de redevance hydraulique. Ces bénéfices oscillaient entre un et quatre centimes par kilowattheure pour le marché suisse et le commerce extérieur, alors que la tendance était à la baisse ces dernières années. Les suppléments pour la qualité énergétique des forces hydrauliques et des services-système ne sont pas pris en compte. L'état des revenus ne devrait guère se modifier dans les années à venir, pour autant qu'il n'y ait pas d'ouverture complète du marché. La majorité des bénéfices sont générés par le marché suisse, c'est-à-dire qu'ils ont été réalisés parce que les consommateurs captifs des gestionnaires du réseau de distribution ont payé, conformément à la LApEI, des prix de l'électricité nettement supérieurs aux coûts de revient des centrales partenaires analysées. Si la libération partielle du marché suisse de l'électricité est maintenue, en principe les bénéfices dans ce champ d'activité ne baisseront pas sensiblement. Si les prix du marché restent bas ce sont avant tout les EAE qui disposent de parts importantes de production propre, mais pas de clients captifs en suffisance qui connaîtront des difficultés croissantes. Il s'agit certes d'une petite minorité de toutes les entreprises, mais aussi de très grandes entreprises.
- **Les actionnaires sont les principaux usufruitiers:** En considérant l'emploi des bénéfices de la branche de l'électricité, on constate que depuis 2003, hormis deux années, les revenus des redevances hydrauliques étaient nettement inférieurs aux dividendes versés aux collectivités pu-



bliques. Selon la majorité des exercices comptables de référence, les cantons propriétaires ont donc réalisé des revenus nettement supérieurs à ceux des cantons hydrauliques.

- **Coûts de revient stables:** Les coûts de revient (ct./kWh) sont restés relativement stables ces 15 dernières années. Les redevances hydrauliques ont certes été augmentées, mais en contrepartie, les entreprises de production ont profité de la baisse des taux des marchés des capitaux, ce qui a fortement compensé les redevances hydrauliques plus élevées. Il est intéressant de noter que le capital immobilisé n'a pas sensiblement baissé. Cela montre qu'au cours des dernières années, nombre de centrales ont effectué des réinvestissements. Compte tenu du cycle d'investissements et en prévision des retours de concessions (en majorité dans les 15 à 30 prochaines années), on estime que pour les centrales hydroélectriques actuelles le capital immobilisé aura tendance à baisser ces prochaines décennies, ce qui devrait provoquer un nouvel allègement des charges d'intérêt et d'amortissement.

D. Élément clé: transparence totale des données

- 7 Selon le modèle de redevance hydraulique actuellement en vigueur avec un taux forfaitaire maximum, les concessionnaires annoncent aux cantons uniquement la production annuelle de la centrale hydroélectrique, ce qui détermine la redevance hydraulique due pour l'année de production. Par contre, les concessionnaires et les propriétaires à l'arrière-plan ne doivent divulguer aucune donnée sur les coûts de revient ou sur les recettes générées par la production de courant hydraulique (valeur ajoutée). Le remplacement du modèle de redevance hydraulique par un modèle avec rente de ressource ou la réduction ponctuelle de la redevance hydraulique comme mesure de soutien au cas par cas seraient une contrepartie importante qui impliquerait obligatoirement la divulgation de ces données. Une rente de ressource équitable requiert la transparence totale des données de la part des entreprises de fourniture d'électricité et subsidiairement, des autorités de surveillance. L'asymétrie actuelle des informations entre d'une part le concessionnaire et ses propriétaires et d'autre part les cantons et les communes lors de la mise en œuvre d'éventuels nouveaux modèles doit donc être impérativement et totalement compensée.



III. RÉGLEMENTATION TRANSITOIRE POUR LA REDEVANCE HYDRAULIQUE MAXIMALE (art. 49, al. 1 et 1^{bis})

A. Coordination pertinente entre la redevance hydraulique maximale et le nouveau modèle de marché

8 D'ici à 2019, le Conseil fédéral doit soumettre à l'Assemblée fédérale le projet d'un nouveau modèle de marché de l'électricité «plus proche de la réalité du marché» (art. 30, al. 5, nLEne¹). C'est pourquoi l'administration fédérale élabore actuellement les éléments de base à mettre en consultation l'année prochaine. Le futur modèle de marché servira de base à la conception du futur modèle de redevance hydraulique. Une prise de position sérieuse sur un nouveau modèle de redevance hydraulique maximale n'aurait pas été possible sans connaître le nouveau modèle de marché. Par conséquent, nous estimons que la coordination proposée, dans le temps et au niveau des contenus, avec le nouveau modèle de marché, est par principe nécessaire et pertinente.

B. Refus catégorique de la réglementation transitoire proposée

9 **Les cantons alpins refusent catégoriquement** le projet concret proposé dans les documents de consultation pour la réglementation transitoire, car pour les raisons ci-après, une baisse du taux maximum actuel de la redevance hydraulique ne se justifie pas, ni matériellement, ni politiquement:

1. Une analyse erronée des causes engendre une proposition erronée comme variante principale

10 Le Rapport explicatif (RE) sur la révision partielle de la loi sur l'utilisation des forces hydrauliques (LFH) indique les processus qui influencent le marché énergétique national et international ainsi que les évolutions des prix et entraînent ainsi une distorsion complète du marché de l'électricité. Il s'agit pour l'essentiel de décisions politiques ou de l'absence de décisions politiques. Il est donc complètement faux de prétendre que la redevance hydraulique sape la compétitivité et la valeur intrinsèque de l'énergie hydraulique. La redevance hydraulique n'est pas la cause de ces évolutions. C'est donc aussi une erreur, dans la recherche des causes, de vouloir montrer du doigt la redevance hydraulique et de laisser les cantons hydrauliques payer le prix de la compensation des distorsions du marché.

11 A l'avenir, la mission principale du Conseil fédéral et du Parlement fédéral est donc de pallier les distorsions du marché de l'électricité, afin que les forces hydrauliques puissent à nouveau se défendre d'égal à égal contre leurs concurrents. Pour ce faire, il faut une vérité des coûts de tous les types de production d'électricité et partant une internalisation des coûts externes non intégrés jusqu'à présent. Avec une politique pragmatique, c'est une entreprise complexe et sans doute de longue haleine, car plusieurs Etats de l'UE protègent leurs propres formes de production par des mesures protectionnistes évidentes ou déguisées. Il est donc incompréhensible que la Suisse ne protège pas aussi son énergie hydraulique propre et renouvelable jusqu'à ce qu'elle puisse vraiment se défendre d'égal à égal sur le marché européen.

2. Tentative inacceptable de prise d'influence

12 Comme indiqué précédemment, l'article 30, alinéa 5, de la nLEne exige du Conseil fédéral l'élaboration d'un «modèle proche de la réalité du marché» pour le marché suisse de l'électricité. A

¹ L'art. 30, al. 5, de la nouvelle LEn est libellé comme suit:

«5 D'ici 2019, le Conseil fédéral soumet à l'Assemblée fédérale un projet d'acte visant à introduire, au plus tard au moment de l'expiration des mesures de soutien du système de rétribution de l'injection, un modèle proche de la réalité.» Le système de rétribution de l'injection prendra fin le 31 décembre de la cinquième année qui suit l'entrée en vigueur de la nouvelle loi sur l'énergie, soit probablement le 31 décembre 2022.

contrario, le souverain estime donc aussi que le système de marché actuel est *éloigné du marché*. Dans le meilleur des cas et selon la conception concrète, un nouveau modèle de redevance hydraulique maximale peut se justifier si la nouvelle conception du marché de l'électricité mène à davantage de marché, mais pas la réglementation transitoire proposée. Il est donc erroné et illogique sur la base d'une analyse des causes correctement interprétée que le Conseil fédéral explique que la réglementation transitoire doit *«être vue comme une adaptation préparatoire à une solution à long terme qui doit être assurée à l'avenir par la flexibilisation de la redevance hydraulique»* (ch. 1.3 du RE). Sur la base des connaissances actuelles, cette conclusion est inadmissible.

- 13 Avec une argumentation identique, le Conseil fédéral aurait aussi pu mettre en consultation des propositions «indicatives» pour la future conception du marché, d'autant plus que de nombreuses propositions avaient déjà été analysées et discutées au sein de l'administration fédérale et à l'extérieur. Mais le Conseil fédéral ne l'a pas fait, au contraire du modèle de redevance hydraulique.
- 14 Avant donc de pouvoir statuer sur une modification du taux maximum actuellement en vigueur de la redevance hydraulique, il faut disposer d'une base de données totalement transparente et du nouveau modèle de marché de l'électricité. Ce n'est qu'alors qu'on pourra effectivement se prononcer sur la nécessité et éventuellement sur l'ampleur des adaptations du modèle de redevance hydraulique.
- 15 Le projet de réglementation transitoire présenté dans les documents de consultation donne l'impression que le Conseil fédéral est déjà convaincu, malgré les effets d'un futur modèle de marché sur le marché et sur les prix, que la future redevance hydraulique maximale devra être considérablement réduite. S'appuyer sur une opinion manifestement préconçue et sans base solide pour proposer une réglementation transitoire témoigne d'un fort manque d'objectivité et est inacceptable pour les cantons alpins.

3. Argumentation incohérente de la part du Conseil fédéral

- 16 Lors de la session de juin 2017, le Conseil fédéral s'est farouchement opposé aux projets visant un renforcement rapide des forces hydrauliques considéré comme une mesure politico-économique inadmissible. Il ne serait pas acceptable de soulager certaines entreprises tout en chargeant les ménages et les PME. La Présidente de la Confédération, Doris Leuthard, en tant que cheffe de département compétente et au nom du Conseil fédéral, a déclaré ce qui suit:

«Nous ne sommes pas là pour sauver des entreprises, ni pour réparer les mauvaises décisions de gestionnaires sur le dos des contribuables. La Confédération n'est pas là pour résoudre les problèmes de crédits trop élevés. Il s'agit avant tout de tâches incombant aux entreprises. On s'en occupe et on a réorganisé les entreprises. C'est en cours. C'est pourquoi je pense vraiment que la proposition Wasserfallen ne vise pas à remettre ce problème aux calendes grecques. Comme la Commission le souhaitait, il dit que nous devons faire quelque chose, mais que la justification pour les entreprises ne peut pas être que politico-économique. Il faut aussi une justification en politique énergétique et que ça joue pour les consommateurs payeurs. Il faut une solution durable». (Bulletin officiel, session d'été 2017 du Conseil national, deuxième séance, 30.05.17, 08 h 00; affaire 16.035).

- 17 A la question du Conseiller national Beat Jans, de savoir si le DETEC est prêt à jouer la transparence, à mener une enquête auprès de tous les exploitants de centrales hydroélectriques suisses et à exiger que leurs chiffres soient divulgués, la cheffe de département a répondu ce qui suit au nom du Conseil fédéral:

«Nous n'avons aucune base légale pour faire cela. Je ne peux quand même pas demander à toutes les entreprises de me soumettre leurs bilans et leur comptabilité. Elles peuvent le



faire volontairement. Vous partez maintenant du principe que toutes les centrales hydroélectriques sont au bord de la faillite. Je ne peux pas le confirmer, ni le démentir. Nous disposons – et c’est le fait de votre sous-commission d’alors présidée par le Conseiller national Grunder - de certaines données anonymisées sur les coûts de l’énergie hydraulique. Elles étaient anonymisées- si tout est juste, nous ne pouvons pas le vérifier, car la Confédération, l’Etat n’a pas le droit d’avoir un œil sur les entreprises de droit privé et de demander tous les détails; ce n’est pas possible. Les propriétaires – autrement dit les cantons et les communes – pourraient le faire, mais les données n’ont jusqu’à présent pas été mises à notre disposition. C’est pourquoi la base de données est incomplète, là je suis d’accord avec vous. Mais nous ne pouvons pas simplement, seulement parce que ça serait intéressant, exiger maintenant les bilans des entreprises avec tous les détails, demander ce qui génère des coûts et à hauteur de quel montant, ce qui est rentable et ce qui n’est pas rentable. Par conséquent, je crois, avant de devoir donner un coup de pouce aux entreprises – cela a déjà été discuté -, qu’il faudrait exiger qu’elles divulguent leurs chiffres. (...)» (Bulletin officiel, session de juin 2017 du Conseil national, deuxième séance, 30.05.17, 08 h 00; affaire 16.035).

- 18 Par courrier du 27 juin 2017, l’Office fédéral de l’énergie a effectué un sondage auprès de tous les aménagements hydroélectriques pour avoir accès à leurs données. Il est regrettable que le sondage se limite uniquement aux coûts et laisse complètement de côté l’aspect des revenus. Dans son rapport à l’intention de la CEATE du Conseil national, où elle analyse la situation financière des entreprises de fourniture d’électricité, la Commission fédérale de l’électricité (ElCom) estime que l’aspect des revenus doit aussi être intégré aux considérations sur la rentabilité (cf. article «Malt die Strombranche zu schwarz?» («La branche de l’électricité peint-elle le diable sur la muraille?») dans la NZZ du 8 juillet 2017).
- 19 Bien que le Conseil fédéral ait rejeté les mesures politico-économiques devant le Conseil national, bien que le Conseil fédéral réfute la responsabilité de l’Etat pour le sauvetage des entreprises et bien que le Conseil fédéral déclare ne pas disposer de bases de données fiables sur la rentabilité des centrales hydroélectriques, il propose, trois semaines après les débats au Conseil national, dans les documents de consultation à évaluer, une baisse de la redevance hydraulique maximale comme réglementation transitoire, cela en arguant qu’il faut *«un allègement pour les exploitants en plus de la prime de marché»* (ch. 1.3 du RE). Ce procédé est incohérent et les cantons alpins le prennent comme un affront; en fin de compte, une mesure politico-économique serait subrepticement introduite, à la différence qu’elle porterait désormais unilatéralement préjudice aux communes et aux cantons de montagne et qu’en contrepartie, elle soulagerait totalement la Confédération, les autres cantons et tous les autres acteurs. De toute façon, il n’y aucune explication matérielle et il est incompréhensible que les mesures politico-économiques soient tout à coup justifiées par la baisse proposée de la redevance hydraulique, alors qu’elles avaient été rejetées avec véhémence seulement trois semaines auparavant.
- 20 La réglementation transitoire proposée pour la redevance hydraulique par le Conseil fédéral est donc en contradiction avec sa propre attitude adoptée seulement trois semaines auparavant avant l’ouverture de la consultation au Conseil national. Par conséquent, les cantons alpins insistent avec force pour que le Conseil fédéral adopte une attitude cohérente et fiable. La baisse de la redevance hydraulique proposée, qui explicitement doit encore servir d’*«adaptation préparatoire pour une solution à long terme»*, bien que les bases pour la future conception du marché fassent encore défaut, n’est rien d’autre qu’une mesure politico-économique, à laquelle le Conseil fédéral s’était farouchement opposé lors de la session de juin.

4. Subvention selon le principe dit «de l'arrosoir» injustifiée

- 21 Dans le RE, le Conseil fédéral confirme qu'environ 50 % de la production d'énergie hydraulique sont vendus pour l'approvisionnement de base, où s'applique, comme on le sait, le principe des coûts de revient, et où *tous les coûts sont couverts*. C'est pourquoi, par définition, cette part d'énergie hydraulique ne connaît pas de problèmes de rentabilité et n'a donc pas besoin d'une baisse de la redevance hydraulique. En conséquence, la variante principale proposée pour la réglementation provisoire apparaît comme une subvention tout à fait superflue selon le principe dit «de l'arrosoir», du moins à hauteur de 50 %. Même de ce point de vue, la variante principale proposée n'est pas nécessaire, ni matériellement, ni politiquement. Les problèmes d'exécution avancés dans le RE en faveur de la variante principale et contre une considération différenciée des diverses situations du marché (ch. 1.3 RE) ne suffisent en aucun cas à justifier sérieusement une subvention selon le principe dit «de l'arrosoir».

5. Compensation indirecte de la prime de marché par les cantons hydrauliques

- 22 Le 21 mai 2017, le peuple a accepté la nouvelle loi sur l'énergie (nLEne) en tant que premier paquet de mesures pour la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050 (SE 2050). La nLEne contient une prime de marché pour les grandes centrales hydroélectriques apportant la preuve qu'elles connaissent des problèmes de rentabilité (preuve de perte). Pour soutenir ces centrales, 0,2 ct./kWh sont perçus auprès des consommateurs, mettant ainsi à disposition environ 120 millions de francs par année. Ces centrales sont par ailleurs libérées de la méthode du prix moyen, ce qui représente un allègement supplémentaire².
- 23 La baisse de la redevance hydraulique proposée par le Conseil fédéral déboucherait in fine sur une compensation partielle de la redevance de 0,2 ct./kWh perçue auprès des consommateurs. Avant la votation, il n'était pas question d'envisager une telle mesure. Le peuple a approuvé la SE 2050 en ayant conscience de cette charge supplémentaire et a démontré qu'il était prêt à supporter ladite charge. Avec la baisse de la redevance hydraulique proposée, cette décision populaire, selon la proposition du Conseil fédéral, serait subrepticement modifiée aux dépens des cantons hydrauliques, un mois seulement après la votation. Du point de vue des institutions politiques, ce procédé est contestable et intolérable.

6. Symétrie des sacrifices – pas de participation de la Confédération

- 24 Il est important de noter dans le projet soumis à consultation que la Confédération ne s'implique absolument pas pour résoudre les problèmes de rentabilité, bien que les forces hydrauliques constituent le pilier central de la SE 2050. En d'autres termes: la Confédération exige un geste de toutes les autres parties (propriétaires, consommateurs, cantons hydrauliques), geste qu'elle refuse catégoriquement pour sa part, ce qui est inacceptable. Si certaines forces hydrauliques suisses connaissent manifestement des problèmes de rentabilité d'origine politique, la Confédération doit impérativement, au sens d'une véritable symétrie des sacrifices, également participer à la résolution des problèmes avec ses propres moyens. Si la Confédération veut ainsi s'en tenir à son projet de réglementation transitoire, les cantons alpins exigent qu'elle soumette des projets concrets et efficaces pour intervenir, avec ses propres moyens et au sens de la symétrie des sacrifices, là où cela est nécessaire (c'est-à-dire au cas par cas, auprès des entreprises de fourniture d'électricité en difficulté).

² Fiche d'information de l'OFEN du 21 mars 2017, p. 2, consultable sur:
https://www.uvek.admin.ch/dam/uvek/de/dokumente/energie/faktenblatt5-energiegesetz-wasserkraft.pdf.download.pdf/06_Faktenblatt_5_Wasserkraft.pdf.



7. Durée de la réglementation transitoire

- 25 La réglementation transitoire proposée est limitée jusqu'à la fin 2022. Par conséquent, le Conseil fédéral compte fermement sur une entrée en vigueur obligatoire du nouveau modèle de marché de l'électricité le 1^{er} janvier 2023, ce qui *peut* être le cas, mais ne *doit* pas l'être. L'élaboration d'un nouveau modèle de marché est difficile. L'expérience a montré que les délibérations seront sujettes à controverse et prendront beaucoup de temps. A ce titre, les processus législatifs pour la LApEI et pour la SE 2050 sont deux cas d'école. Il convient encore de rappeler que le Conseil fédéral, lors de la session de juin, a laissé entendre qu'il disposait de diverses solutions pour le nouveau modèle de marché et que les résultats seraient finalement approfondis à l'automne 2017³. Cependant, selon une circulaire du 20 juin 2017 de l'Office fédéral de l'énergie, il apparaît déjà qu'on ne pourra compter sur un projet soumis à consultation pour une nouvelle conception du marché⁴ *qu'à la fin d'été 2018*. En résumé, il est donc logiquement conseillé de ne pas lier la durée de la réglementation transitoire à un nombre d'années défini, mais à *l'entrée en vigueur* du nouveau modèle de marché. C'est le seul moyen de garantir une véritable coordination.

C. **Résumé**

- 26 Sur la base des considérations qui précèdent, nous **proposons** donc de prolonger la disposition actuelle sur la redevance hydraulique jusqu'à l'entrée en vigueur du modèle proche de la réalité du marché conformément à l'art. 30, al. 5, nLEne:

PROPOSITION:

Modification de l'art. 49, al. 1, première phrase:

¹ La redevance hydraulique annuelle ne peut excéder 110 francs par kilowatt théorique ***jusqu'à l'entrée en vigueur du modèle proche de la réalité du marché, conformément à l'article 30, alinéa 5, de la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie (LEne).*** (...)

Modification de l'art. 49, al. 1^{bis}:

Abrogé.

³ Opinion de la Présidente de la Confédération Doris Leuthard: «*C'est pourquoi je pense vraiment que la proposition Wasserfallen ne vise pas à remettre ce problème aux calendes grecques. Comme la Commission le souhaitait, il dit que nous devons faire quelque chose, mais que la justification pour les entreprises ne peut pas être que politico-économique. Il faut aussi une justification en politique énergétique et que ça joue pour les consommateurs payeurs. Il faut une solution durable. Nous ne l'avons pas non plus. Nous avons diverses solutions. Nous en avons fait part à la Commission et nous avons dit: Jusqu'à l'automne, nous aurons approfondi les résultats*». (Bulletin officiel, session d'été 2017 du Conseil national, deuxième séance, 30.05.17, 08 h 00; affaire 16.035).

⁴ Lettre du 27 juin 2017 de l'Office fédéral de l'énergie aux cantons concernant la demande des chiffres des centrales hydroélectriques.



IV. PROPOSITION ALTERNATIVE POUR LA RÉGLEMENTATION TRANSITOIRE (art. 49, al. 1 et 1^{bis})

A. Introduction

27 Le RE sur la révision partielle – mais pas le texte de loi présenté concrètement – contient pour la réglementation transitoire une proposition alternative. Elle prévoit seulement des réductions ponctuelles de la redevance hydraulique pour les centrales clairement déficitaires et ayant droit à une prime de marché pour les grandes installations hydroélectriques, conformément à l'article 30 LENE.

B. Attitude fondamentale

28 Les considérations figurant ci-dessus au chapitre III sur l'analyse erronée des causes (ch. III./B./1.), sur la tentative inacceptable de prise d'influence (ch. III./B./2.), sur l'argumentation incohérente du Conseil fédéral (ch. III./B./3.), sur le manque de participation de la Confédération (ch. III./B./5.) et sur la durée de la réglementation transitoire qui n'est pas définie de manière pertinente (ch. III./B./7.) s'appliquent également à la proposition alternative, raison pour laquelle il y est expressément fait référence. Au vu de ce qui précède, il n'est donc en principe pas nécessaire, ni matériellement ni politiquement, de baisser ponctuellement la redevance hydraulique. Dans son analyse du 26 juin 2017 à l'intention de la CEATE du Conseil national, l'ElCom arrive à la conclusion que les éventuelles sous-couvertures peuvent et doivent être assumées par les sociétés.

C. Proposition alternative seulement à des conditions claires

29 Selon la politique de partenariat menée par les cantons alpins avec les sociétés d'électricité, les cantons alpins étaient et sont toutefois prêts à examiner des mesures de soutien, lorsqu'une société a des difficultés avérées. C'est pourquoi les cantons alpins n'excluent pas complètement une réglementation transitoire avec des réductions ponctuelles (au cas par cas) de la redevance hydraulique. Cependant, le principe suivant doit absolument s'appliquer: **«Quiconque veut solliciter un soutien au-delà de la prime de marché doit garantir une transparence totale des données!»**. Dans ce sens, les cantons alpins concrétisent la proposition alternative du Conseil fédéral avec les **conditions ci-après à remplir de manière contraignante et cumulative (conditions requises)**:

- 1) L'examen d'une réduction ponctuelle de la redevance hydraulique n'a lieu que lors du versement d'une prime de marché;
- 2) Le calcul de la réduction ponctuelle de la redevance hydraulique ne s'effectue qu'après la prise en compte de la totalité de la prime de marché versée;
- 3) La réduction ponctuelle de la redevance hydraulique n'est exclusivement accordée que sur le courant hydraulique vendu sur le marché de manière avérée (mais pas sur le courant hydraulique vendu pour l'approvisionnement de base);
- 4) En plus des critères en vigueur pour le versement de la prime de marché, les auteurs de la demande doivent garantir une transparence totale sur les coûts et les revenus;
- 5) S'agissant des coûts, aucune rémunération de fonds propres n'est acceptée;
- 6) Les propriétaires de la société hydroélectrique doivent déclarer qu'ils renoncent au dividende;
- 7) Les propriétaires de la société hydroélectrique doivent participer à la résolution des problèmes dans une mesure raisonnable;
- 8) la réduction ponctuelle de la redevance hydrauliques n'est accordée que si elle est nécessaire pour couvrir les coûts de revient d'une centrale donnée, mais au maximum à hauteur de 10 fr./kW_{th} (baisse de 110 fr./kW_{th} à 100 fr./kW_{th});

- 9) La réduction ponctuelle de la redevance hydraulique s'effectue sous forme de sursis, c'est-à-dire que la centrale en question doit rembourser la réduction obtenue dès qu'elle refait des bénéfices;
- 10) Quant à la Confédération, elle doit participer avec ses propres moyens au soutien de la centrale en question.

D. Proposition pour la concrétisation de la proposition alternative

- 30 S'appuyant sur les considérations précitées, les cantons alpins font la proposition suivante pour la concrétisation de la variante présentée. La Confédération doit encore régler ses propres soutiens au niveau de la loi. Il s'agira encore de vérifier si certaines dispositions peuvent éventuellement aussi être inscrites dans l'ordonnance:

PROPOSITION:

Modification de l'art. 49, al. 1, première phrase:

¹ La redevance hydraulique annuelle ne peut excéder 110 francs par kilowatt théorique ***jusqu'à l'entrée en vigueur du modèle proche de la réalité du marché, conformément à l'article 30, alinéa 5, de la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie (LEne).*** (...)

Modification de l'art. 49, al. 1^{bis}, 1^{ter} et 1^{quater} (nouveau):

^{1bis} ***Jusqu'à l'entrée en vigueur du modèle proche de la réalité du marché, conformément à l'article 30, alinéa 5, de la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie (LEne), une réduction de la redevance hydraulique de 10 francs par kilowatt théorique est accordée chaque année, mais au maximum jusqu'à couverture des coûts de revient, à condition que l'exploitant ou le propriétaire d'un grand aménagement hydroélectrique apporte la preuve, au sens de l'art. 30, alinéas 1 et 2, LEne, que les coûts de revient de l'électricité provenant de cet aménagement ne peuvent être couverts, malgré la prise en compte de la prime de marché conformément à l'art. 26 LEne, après déduction d'une rémunération des fonds propres, après une renonciation au dividende et après des mesures de soutien raisonnables des propriétaires ainsi qu'après les aides de la Confédération.***

^{1ter} ***Si l'exploitant ou le propriétaire vend à nouveau sur le marché l'électricité provenant de l'aménagement au-dessus des coûts de revient au sens de l'art. 30, alinéas 1 et 2, LEne, la réduction accordée doit être remboursée à la Confédération et aux cantons selon l'alinéa 1^{bis}. Ces derniers répartissent le montant restitué selon leur droit au prorata entre les communes bénéficiaires de la redevance hydraulique.***

^{1quater} ***Le Conseil fédéral règle les détails, en particulier:***

- a. ***les exigences pour la surveillance totale des coûts de revient de l'électricité de l'aménagement en question et des revenus générés par ladite production;***
- b. ***les critères à remplir par l'auteur de la demande pour la renonciation au dividende;***
- c. ***les critères pour les mesures de soutien raisonnables des propriétaires de sociétés;***
- d. ***la conception des conditions du sursis;***
- e. ***les aides de la Confédération.***



IV. REDUCTION DE LA REDEVANCE HYDRAULIQUE EN CAS D'OCTROI DE CONTRIBUTIONS D'INVESTISSEMENT (art. 50a)

- 31 Cette partie de la révision partielle proposée de la LFH fait suite à la motion de la CEATE-E du 26 août 2014 (14.3668). La proposition de l'exonération complète de la redevance hydraulique lors de l'octroi de contributions d'investissement en vertu de la LEne se fonde sur l'idée que les communautés concédantes ne doivent pas recevoir de redevances hydrauliques, si la centrale ne peut être réalisée que grâce aux aides aux investissements provenant du supplément réseau correspondant. Les cantons alpins ne rejettent pas par principe cette proposition. La proposition de renonciation complète à la redevance hydraulique pour le délai accordé à la construction et pendant les 10 ans qui suivent la mise en service de la centrale témoigne d'une rigidité inutile concernant l'ampleur de la renonciation et sa durée.
- 32 La réglementation proposée n'est pas pertinente et empêche une égalité de traitement pour les centrales. D'une part, les mesures (nouvelle installation, agrandissement notable, rénovation notable) entraînent diverses augmentations de performance. D'autre part, les investissements des centrales et le montant des aides aux investissements versées seront très différenciés. C'est pourquoi il faut créer une base légale qui permette des **mesures adaptées aux besoins**. En résumé, **les cantons alpins soumettent le contre-projet** suivant:

PROPOSITION:

Modification de l'art. 50a:

¹ Les réductions suivantes s'appliquent aux aménagements hydroélectriques pour lesquels une contribution d'investissement est versée conformément à l'art. 26 de la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie (LEne):

- a. Pour une nouvelle installation (art. 24, al. 1, let. b, ch. 1, LEne): ***une réduction de la redevance hydraulique qui, concernant l'ampleur et la durée, dépend de l'investissement effectué, de la contribution à l'investissement obtenue et de la puissance théorique globale. Quant à la durée, une exonération maximale pour le délai accordé à la construction et pendant les 10 ans qui suivent la mise en service est possible. Quant au montant, la redevance hydraulique peut être réduite partiellement ou intégralement.***
- b. Pour l'agrandissement notable d'une installation existante (art. 24, al. 1, let. b, ch. 2, LEne): ***la réduction de la redevance hydraulique dépend des critères conformément à la lettre a et la puissance théorique supplémentaire est seule déterminante.***
- c. Pour la rénovation notable d'une installation existante (art. 24, al. 1, let. b, ch. 2, LEne): ***la réduction de la redevance hydraulique dépend des critères conformément à la lettre a et la puissance théorique supplémentaire n'est prise en compte que si elle se produit.***

² Les réductions conformément au sens s'appliquent également aux impôts spéciaux en vertu de l'article 49, alinéa 2.



V. USINES HYDROELECTRIQUES SITUÉES A LA FRONTIÈRE – HARMONISATION AU PLAN INTERNATIONAL (art. 7 et art. 49, al. 1, dernière phrase)

- 33 Selon les explications figurant dans le RE, cette proposition n'engendre aucune modification matérielle par rapport au droit en vigueur (ch. 1.2 in fine). L'adaptation proposée ne repose sur aucune base justifiant une révision de la loi. On ne voit pas non plus où sera l'utilité de la modification proposée. Les cantons alpins ne rejettent en principe pas la proposition soumise, **mais exigent dans le message des déclarations claires sur l'utilité avérée de la proposition de révision. Ils retiennent par ailleurs la déclaration de la Confédération que cette révision partielle n'engendre aucune modification matérielle par rapport au droit en vigueur, en particulier par rapport aux cantons concernés. A ce propos, une garantie explicite est également souhaitée dans le message du Conseil fédéral.**

VI. CALCUL DE LA PUISSANCE THEORIQUE (art. 51 titre marginal et al. 1)

- 34 Comme cette partie de la proposition de révision ne contient qu'une simple précision linguistique, nous n'avons **pas de remarques.**

VII. FLEXIBILISATION DE LA REDEVANCE HYDRAULIQUE MAXIMALE (Sondage consultatif)

A. Processus sans coordination

- 35 Comme indiqué en introduction au ch. II./A, une prise de position sérieuse sur un nouveau modèle de redevance hydraulique maximale sans connaître le nouveau modèle pour le marché de l'électricité n'est pas possible. Nous jugeons donc aussi comme inadéquate la présentation, dans le Rapport explicatif (RE), d'un modèle concret de flexibilisation de la redevance hydraulique maximale, bien qu'il ne fasse pas explicitement partie de la proposition.
- 36 Avec une argumentation identique, des propositions pour le futur modèle de marché auraient pu être présentées et mises en «consultation», d'autant plus que différents modèles ont déjà été discutés au sein de l'administration et à l'extérieur. Le processus est d'autant plus incompréhensible que, lors de la session de juin, le Conseil fédéral a indiqué à maintes reprises et avec insistance qu'il faut une *vision globale* pour trouver des solutions pertinentes.

B. Tentative intolérable de prise d'influence

- 37 Pour les cantons alpins, il est manifeste que la présentation du modèle flexible et les paramètres «indicatifs» mentionnés influenceront la future discussion sur le nouveau modèle de redevance hydraulique maximale. Vue sous cet angle, la baisse proposée à 80 fr./kW_{th} en tant que réglementation transitoire sert uniquement à créer un «point d'ancrage» psychologique pour abaisser une nouvelle fois considérablement la redevance hydraulique maximale, à partir d'une base déjà réduite à finalement 50 fr./kW_{th} (socle).



- 38 Dans les considérations qui précèdent sur la proposition principale, nous avons indiqué de façon détaillée que la baisse de la redevance hydraulique maximale à 80 fr./kW_{th} proposée comme réglementation transitoire n'était matériellement pas justifiée selon plusieurs aspects et que seules des baisses de la redevance hydraulique *au cas par cas*, soumises à des *conditions requises claires*, pourraient entrer en ligne de compte. En conséquence, les cantons ne sont pas disposés à «voir la solution transitoire comme une adaptation préparatoire à une solution à long terme», comme cela est formulé dans le RE (RE, ch. 1.3).
- 39 Sur la base des considérations qui précèdent, puisque le modèle ne fait pas partie intégrante de la proposition actuelle et qu'un futur modèle pour la redevance hydraulique maximale ne peut pas être évalué sérieusement sans connaître le futur modèle de marché, **les cantons alpins renoncent actuellement à une prise de position détaillée sur le modèle flexible présenté de redevance hydraulique maximale**. La CGCA ne pourra consentir à une prise de position concrète que lorsque la conception du nouveau modèle de marché de l'électricité sera connue. Aujourd'hui déjà, les cantons alpins définissent très clairement les **points essentiels contraignants** que le futur modèle devra respecter:

POINTS ESSENTIELS CONTRAIGNANTS POUR LE FUTUR MODELE DE REDEVANCE HYDRAULIQUE

- Le modèle doit consigner **toute la valeur ajoutée possible** pouvant être réalisée avec l'utilisation des forces hydrauliques (par ex. prise en compte des revenus provenant des services-système, des certificats, des suppléments de capacité, des produits du commerce, comme le commerce infra-journalier entre autres). C'est la seule mesure véritable pour garantir que les cantons hydrauliques participent à la rente de ressource de façon équitable. En d'autres termes, il n'y a vraiment pas lieu de faire dépendre la rente de ressource du seul marché boursier.
- La société hydroélectrique ou son propriétaire doivent être astreints à l'obligation de **totale transparence**, c'est-à-dire qu'ils sont tenus de donner aux cantons au minimum les indications suivantes sur leurs coûts et leurs revenus:
 - 1) Indication des quantités d'eau effectivement turbinées et des heures détaillées de turbinage en fin d'année sur un site Internet accessible au public (page d'accueil);
 - 2) Justificatif des coûts de revient à l'exclusion des rendements de fonds propres et de dividendes. Les frais généraux éventuels doivent être prouvés de manière plausible;
 - 3) Indication des marchés sur lesquels l'électricité produite dans la centrale a été vendue (marché SDL et autres marchés à l'avenir) et des revenus ainsi réalisés;
 - 3) Indication de la part de courant produit dans l'aménagement qui a été vendue comme courant écologique et des revenus qu'elle a générés;
 - 4) Indication de la quantité de courant issu de l'aménagement en question vendue sur le marché fermé, respectivement de la part imputée à la centrale;
 - 5) Indication des bénéfices commerciaux réalisés et de ceux dus à l'engagement ou à l'existence de la centrale.
- Le traitement de ces données par les cantons est soumis à la **confidentialité à l'instar du droit fiscal**.
- La transparence des données doit être garantie – pour des questions de plausibilité et d'autres justes motifs concernant l'exécution – et en plus mais **subsidiatement, en associant les autorités étatiques de surveillance comme l'EICOM**.
- Le modèle ne peut prévoir **aucune répercussion de la redevance hydraulique via un supplément réseau**;



- Le modèle doit être conçu de telle sorte que les communes et les cantons **soient encore disposés à octroyer des concessions à l'avenir.**

Nous réitérons nos remerciements pour l'occasion que vous nous avez donnée de prendre position et nous demandons au Conseil fédéral de tenir dûment compte de nos arguments lors de la mise à jour de la proposition.

Veuillez agréer, Madame la Présidente de la Confédération, nos salutations distinguées

CONFERENCE GOUVERNEMENTALE DES CANTONS ALPINS

Le Président:

Dr Christian Vitta

Le Secrétaire général:

Fadri Ramming

Annexe:

- «Erträge mit der Wasserkraft in den Jahren 2000 -2016» - Rapport de base du 28.08.2017 élaboré, sur mandat des cantons alpins et des cantons de Berne et d'Argovie, par BHP - Hanser und Partner AG, Zurich
- «Das Erlöspotenzial der Schweizer Grosswasserkraft» – Etude du 28.08.2017; établi à la demande des cantons alpins par le Prof. Karl Frauendorfer, Institut «Operations Research und Computational Finance», Université de Saint-Gall

Copie à:

- revision-wrg@bfe.admin.ch



DIE GEBIRGSKANTONE

Regierungskonferenz der Gebirgskantone
Conférence gouvernementale des cantons alpins
Conferenza dei governi dei cantoni alpini
Conferenza da las regenzas dals chantuns alpins

On. Presidente della Confederazione
Doris Leuthard
Direttrice DATEC
Kochergasse 6
3003 Berna

Coira, 28 agosto 2017

Avamprogetto concernente la revisione parziale della legge sulle forze idriche

Presa di posizione

Onorevole Presidente della Confederazione,
Gentili Signore e Signori,

mediante comunicazione del 22 giugno 2017 ci avete concesso la possibilità di esprimerci in merito all'avamprogetto concernente la revisione parziale della legge sulle forze idriche (in particolare il nuovo canone massimo per i diritti d'acqua previsto dal 1° gennaio 2020). Dopo aver preso visione della documentazione, la Conferenza dei governi dei Cantoni alpini (CGCA) – costituita dai Cantoni Uri, Obvaldo, Nidvaldo, Glarona, Grigioni, Ticino e Vallese – desidera prendere posizione come segue:

I. SINTESI

La CGCA ritiene che *per principio* sia necessario e opportuno un coordinamento temporale e sostanziale tra la definizione del nuovo canone massimo per i diritti d'acqua e il nuovo modello di mercato elettrico più conforme al mercato (art. 30 cpv. 5 LEn). In tale ottica è favorevole a una regolamentazione transitoria, la cui durata, tuttavia, non dev'essere vincolata a una data concreta, bensì all'*introduzione del nuovo modello di mercato*. Solo in questo modo, infatti, viene garantita una solida coordinazione tra il modello di canone per i diritti d'acqua e il modello di mercato elettrico.

La CGCA, invece, respinge fermamente la variante principale presentata dal Consiglio federale, poiché non apporta un contributo relazionato ai problemi per correggere le distorsioni nel mercato svizzero dell'elettricità, si basa in ampia misura su un'analisi errata delle cause ed evidenzia un atteggiamento fortemente contraddittorio da parte del Consiglio federale. La variante principale proposta, inoltre, sfocerebbe in una sovvenzione ad annaffiatoio ingiustificata. Essa comporterebbe anche, con effetto dal 1° gennaio 2020, una compensazione indiretta del premio di mercato, avallato dalla popolazione con la nuova legge sull'energia che entrerà in vigore il 1° gennaio 2018, da parte dei Cantoni produttori di energia idroelettrica. Il fatto che nella proposta oggetto di consultazione la Confederazione esiga da tutti gli altri (proprietari, consumatori, Cantoni produttori di energia idroelettrica) un atteggiamento di condiscendenza che tuttavia essa stessa si rifiuta fermamente di adottare, nonostante abbia dichiarato la forza idrica il pilastro centrale

Presidente: Consigliere di Stato Dr. Christian Vitta
Segretario generale: lic. iur. Fadri Ramming

della SE 2050, è alquanto sorprendente. La variante principale proposta getta in definitiva un’“ancora” psicologica per poi ridurre nuovamente il canone massimo in una fase successiva. Questo modo di procedere non è né oggettivamente né politicamente giustificato e viene chiaramente respinto dai Cantoni alpini, che non sono assolutamente disposti a *“interpretare la soluzione transitoria come adeguamento preparatorio in vista di una soluzione a lungo termine”*, come illustrato nel rapporto esplicativo (RE, n. 1.3).

Le argomentazioni sopra esposte sono fundamentalmente contrarie anche a eventuali riduzioni puntuali del canone per i diritti d’acqua (**variante alternativa**). Nell’ottica della politica di partenariato perseguita con le aziende elettriche, i Cantoni alpini sono tuttavia disposti a esaminare eventuali misure di sostegno, qualora i gestori di centrali o i relativi proprietari dovessero dimostrare di avere gravi difficoltà a vendere la corrente elettrica prodotta in determinate centrali idroelettriche specifiche. In tale eventualità, deve però valere tassativamente il seguente principio: **“chi vuole richiedere un sostegno ulteriore al premio di mercato, deve garantire la massima trasparenza!”** Le agevolazioni concesse, inoltre, devono essere **rimborsate** all’ente pubblico beneficiario del canone nel momento in cui tali società dovessero tornare in utile (dilazione). In tale ottica i Cantoni alpini non sono contrari in assoluto a una regolamentazione transitoria che preveda riduzioni del canone per i diritti d’acqua, purché queste ultime siano puntuali (specifiche) e vincolate a **premesse chiare**.

È insolito, infine, il fatto che venga messo in discussione un tema che dichiaratamente non è parte integrante del progetto. Per i Cantoni alpini è chiaro che con la presentazione consultiva del **modello flessibile** e delle cifre “indicative” citate in tale contesto s’intende pregiudicare la discussione ancora da svolgersi sul nuovo modello relativo al canone massimo per i diritti d’acqua. Si potevano altresì mettere già oggi in consultazione diversi modelli per definire il nuovo assetto del mercato elettrico. Non è possibile tuttavia valutare seriamente un modello futuro di canone massimo senza conoscere quello di mercato. Non c’è coordinamento nel modo di procedere scelto dal Consiglio federale. La CGCA potrà aderire a una discussione concreta sul modello soltanto nel momento in cui sarà noto l’assetto del nuovo mercato elettrico (art. 30 cpv. 5 nLEne). Al momento, quindi, i Cantoni alpini si astengono, per riflessioni di fondo, dall’esprimere un parere più dettagliato in merito al modello flessibile presentato. I Cantoni alpini, tuttavia, definiscono sin d’ora con assoluta chiarezza i **punti cardine fondamentali** su cui dovrà basarsi come minimo un eventuale modello futuro: una **completa trasparenza dei dati da parte delle aziende elettriche e delle autorità di vigilanza nei confronti dei cantoni** nonché la **rilevazione e rappresentazione dell’intero valore aggiunto conseguibile con la forza idrica**. Eventuali proposte di integrazione del canone attraverso la riscossione di un supplemento di rete, come sollevato in parte da terzi, vengono respinte dai medesimi in quanto anticostituzionali ed estranee al sistema. Nel complesso, il futuro modello di canone massimo prescelto, qualunque esso sia, dovrà definire gli incentivi in modo tale che i Comuni e i Cantoni siano disposti anche in futuro a rilasciare concessioni.

Segue la motivazione dettagliata delle nostre posizioni (cfr. pagine seguenti):



II. INFORMAZIONI GENERALI

A. Che cos'è il canone per i diritti d'acqua?

- 1 Il canone per i diritti d'acqua è il *prezzo per l'utilizzazione della forza idrica accordata in esclusiva* al concessionario per un periodo in genere di 80 anni. L'obbligo di corrispondere il canone per i diritti d'acqua matura con l'ottenimento della concessione da parte del concessionario. Tale compenso in cambio del riconoscimento di un beneficio speciale va inteso, dal punto di vista giuridico, come un tributo causale. Simili corrispettivi per l'utilizzazione di una risorsa di dominio pubblico sono previsti, ad esempio, per le cave di pietra, l'estrazione di inerti e altre forme di utilizzazione delle acque pubbliche (produzione di calore, scopi di raffreddamento, irrigazioni ecc.).
- 2 Contrariamente a una falsa opinione diffusa, il canone per i diritti d'acqua non è dunque né una sovvenzione né una tassa, bensì rappresenta il prezzo di una risorsa (giuridicamente: un tributo causale). I Cantoni alpini respingono pertanto ogni proposta volta a trasformare detto canone in una sovvenzione o tassa, cosa che ad esempio accadrebbe se il medesimo – come in parte già circolato – dovesse essere finanziato attraverso un supplemento di rete (analogamente alla “rimunerazione a copertura dei costi per l'immissione in rete di energia elettrica”). Sul piano giuridico, il supplemento di rete costituisce una tassa compensativa a destinazione d'uso speciale. Qualora il canone per i diritti d'acqua dovesse essere finanziato con il supplemento di rete, quest'ultimo (e quindi anche il canone stesso) si trasformerebbe in una tassa di scopo. A tale proposito, tuttavia, mancano ancora le basi nella Costituzione federale. Tali proposte risultano pertanto essere non solo estranee alla fattispecie, ma soprattutto anche incostituzionali.

B. Da dove deriva il canone massimo per i diritti d'acqua?

- 3 Alla fine del XIX secolo si riuscì per la prima volta a trasportare la corrente elettrica su lunghe distanze. L'interesse per lo sfruttamento dell'energia idroelettrica è in seguito incrementato in modo esponenziale. L'industria fiorente dell'Altopiano e il settore delle costruzioni ferroviarie volevano poter beneficiare di energia elettrica a basso costo. Si creò così una situazione di tensione tra la produzione di elettricità a prezzi il più possibile ridotti, da un lato, e gli introiti dell'ente pubblico derivanti dalla sovranità sulle acque. Per timore che lo sfruttamento della forza idrica potesse essere fortemente pregiudicato da canoni per i diritti d'acqua e altri contributi troppo onerosi, il Parlamento decise di introdurre un tetto massimo per detto canone. Il canone massimo per i diritti d'acqua è pertanto un tetto *regolamentato a livello statale* al fine di incentivare l'industrializzazione e l'elettrificazione del Paese. Il primo canone massimo federale fu fissato nel 1916 sulla base dell'importo del canone per i diritti d'acqua comunemente applicato sino ad allora nei Cantoni. Accettando tale restrizione, l'area alpina ha contribuito in misura determinante allo sviluppo del settore secondario e dei poli industriali della Svizzera. In compenso, i Comuni e i Cantoni alpini sono riusciti a generare introiti che hanno consentito loro di realizzare collegamenti e accelerare lo sviluppo economico. Il canone massimo per i diritti d'acqua nasce quindi da un bilanciamento degli interessi tra i proprietari della risorsa naturale, la forza idrica, e l'economia svizzera.

C. Il valore dell'acqua è fortemente cambiato

- 4 Nel corso dell'ultimo secolo il valore dell'acqua e della forza idrica è fortemente cambiato sotto diversi punti di vista. La qualità economica delle varie tipologie di energia elettrica prodotte con la forza idrica si è notevolmente affinata. Basti citare, ad esempio, l'importanza della preziosa energia di punta e dei costosi prodotti a base di corrente ecologica. Oggi, inoltre, lo sfruttamento del paesaggio e i

cambiamenti ambientali sono valutati con molta più sensibilità rispetto all’inizio del XX secolo. La tutela dei paesaggi e dei loro elementi, nonché la produzione di elettricità da fonti possibilmente rinnovabili sono diventati temi d’interesse pubblico che, nel frattempo, hanno trovato riscontro nella costituzione e nella legge. Peculiare a tale proposito è anche il fatto che sul canone per i diritti d’acqua la Confederazione trattiene un “centesimo per il paesaggio” da destinare agli enti pubblici che non possono usufruire della forza idrica a causa del loro paesaggio sotto tutela nazionale (art. 49 cpv. 1 e art. 22 LUF). La produzione di energia idroelettrica, inoltre, rappresenta da allora la spina dorsale a garanzia della sicurezza di approvvigionamento del nostro Paese. Con la SE 2050 approvata dalla popolazione il 21 maggio 2017 e il conseguente progressivo abbandono del nucleare, l’importanza della forza idrica è cresciuta ulteriormente. Oltre al mero rincaro, quindi, nell’ultimo secolo il valore dell’acqua è aumentato considerevolmente anche per altri importanti motivi. Il prezzo attuale, pari a CHF 110.--/kW_{lordo}, è dunque assolutamente giustificato.

D. Sensibile calo dei posti di lavoro

- 5 Le concessioni per l’utilizzazione della forza idrica sono state rilasciate dai Comuni e dai Cantoni alpini anche a fronte della promessa delle società elettriche di creare posti di lavoro. All’inizio era anche stato così. Con l’avvento della digitalizzazione e ulteriori interventi di razionalizzazione, tuttavia, molte competenze un tempo necessarie per il funzionamento delle centrali elettriche sono state eliminate e/o affidate esternamente. Oggi, infatti, gli impianti alpini vengono gestiti e controllati dalle sedi centrali di Zurigo, Baden, Olten o Berna. La loro manutenzione è per buona parte a cura di équipe o fornitori mobili o di partner esterni e non più dei dipendenti fissi presenti in loco. Lo stesso vale anche per la rete. Nel corso del tempo, quindi, l’importanza delle società elettriche quali datrici di lavoro nelle valli e, di conseguenza, un’importante contropartita per le concessioni rilasciate si sono fortemente ridimensionate.

E. L’energia idroelettrica quale generatore di ricavi

- 6 Insieme ai due Cantoni produttori di energia idroelettrica Argovia e Berna, la CGCA si è rivolta alla rinomata società di consulenza BHP - Hanser und Partner AG - di Zurigo per effettuare uno studio denominato “Erträge mit der Wasserkraft in den Jahren 2000 -2016” e al prof. Dr. Karl Frauendorfer dell’Università di San Gallo per uno studio dal nome “Erlöspotenzial der Schweizer Grosswasserkraft”, allegati al presente parere (**cfr. allegati**). Qui di seguito se ne riepilogano brevemente i risultati:

- **Realizzazione costante di utili:** nel periodo oggetto di studio, che abbraccia un arco temporale compreso tra il 2000 e il 2015, l’idroelettrico ha contribuito positivamente al settore elettrico nel suo complesso, a prescindere dai prezzi di mercato già ridotti anche nelle fasi precedenti e del regime dei canoni per i diritti d’acqua esistente. Gli utili variavano da uno a quattro centesimi al chilowattora per il mercato svizzero e gli scambi con l’estero, con tendenza al calo negli ultimi anni. Questi valori non tengono conto dei supplementi per il valore superiore della forza idrica e delle prestazioni di servizio relative al sistema. Anche per i prossimi anni non si prevedono cambiamenti sostanziali alla situazione reddituale, a patto che il mercato non venga totalmente liberalizzato. La maggior parte degli utili è imputabile al mercato svizzero, ossia sono stati realizzati in virtù del fatto che i consumatori vincolati a un gestore della rete di distribuzione ai sensi della LAEI hanno pagato prezzi dell’elettricità nettamente superiori ai costi di produzione delle centrali partner analizzate. Se il mercato elettrico svizzero continuerà a rimanere parzialmente liberalizzato, non c’è motivo di prevedere un sostanziale calo degli utili in questo ambito. Crescenti difficoltà, a fronte di prezzi di mercato persistentemente ridotti, sono attese soprattutto per le imprese d’approvvigionamento elettrico che, pur avendo una fetta consistente di produzione propria, non dispongono di un adeguato numero di clienti sul mercato vincolato.



Sebbene esse rappresentino la netta minoranza delle imprese, si tratta tuttavia di società molto grandi.

- **Benefici soprattutto per gli azionisti:** se si analizza la destinazione degli utili nel settore, si riscontra come dal 2003 – ad eccezione di due anni nettamente inferiori ai dividendi distribuiti – i corrispettivi relativi ai canoni per i diritti d’acqua siano fluiti nelle casse dell’amministrazione pubblica. Nella maggior parte degli esercizi esaminati, i Cantoni proprietari hanno pertanto realizzato ricavi decisamente superiori rispetto ai Cantoni produttori di energia idroelettrica.
- **Costi di produzione costanti:** nel corso degli ultimi 15 anni i costi di produzione (ct./kWh) sono rimasti pressoché costanti. Sebbene i canoni per i diritti d’acqua siano aumentati, le imprese produttrici hanno beneficiato di un calo dei tassi d’interesse del mercato finanziario, per cui sono riuscite a più che compensare l’aumento dei canoni. È interessante notare come il capitale vincolato non sia diminuito in misura sostanziale, il che significa che negli ultimi anni molte centrali sono state oggetto di reinvestimenti. Alla luce del ciclo di investimenti e in vista delle riverisioni (la maggioranza di esse nei prossimi 15-30 anni), si prevede che il capitale vincolato nel parco di centrali idroelettriche tenderà a diminuire nel corso dei prossimi decenni, per cui dovrebbe intervenire un ulteriore sgravio sul fronte degli interessi e degli ammortamenti.

F. Piena trasparenza dei dati come criterio fondamentale

- 7 Nel modello di canone per i diritti d’acqua attualmente in vigore, che prevede un prezzo massimo forfetario, i concessionari notificano ai Cantoni soltanto la produzione annua della centrale idroelettrica, sulla base della quale viene determinato il canone dovuto per l’anno di produzione. I concessionari, e i relativi proprietari alle loro spalle, non sono invece tenuti a divulgare alcun dato relativo ai costi di produzione e ai proventi realizzati con l’energia idroelettrica prodotta (valore aggiunto). Sia il passaggio dal modello di canone per i diritti d’acqua a un modello fondato sulla rendita delle risorse sia una riduzione puntuale del canone a titolo di misura di sostegno individuale comporterebbe necessariamente, come contropartita fondamentale, la divulgazione di tali dati. Il principio della rendita delle risorse, infatti, è realizzabile in modo equo soltanto a fronte di una piena trasparenza dei dati da parte delle aziende elettriche e, in modo sussidiario, dalle autorità di vigilanza. L’attuale asimmetria informativa tra il concessionario e i suoi proprietari, da un lato, e i Cantoni e i Comuni, dall’altro, dev’essere pertanto obbligatoriamente e interamente livellata in fase di attuazione di eventuali nuovi modelli.



III. REGOLAMENTAZIONE TRANSITORIA IN MATERIA DI CANONE MASSIMO PER I DIRITTI D'ACQUA (Art. 49 cpv. 1 e 1^{bis})

A. Coordinamento opportuno tra nuovo canone massimo e nuovo modello di mercato

8 Entro il 2019 il Consiglio federale è tenuto a sottoporre all'Assemblea federale il disegno di un nuovo modello di mercato elettrico "più conforme al mercato" reale (art. 30 cpv. 5 nLEne¹). L'Amministrazione federale sta pertanto elaborando i relativi fondamenti che saranno posti in consultazione con l'anno a venire. Il futuro modello di mercato costituirà la base con cui definire il nuovo modello di canone per i diritti d'acqua. Non sarebbe stato possibile formulare un parere serio su un nuovo modello di canone massimo senza conoscere il nuovo assetto di mercato. Di principio, riteniamo pertanto necessario e opportuno procedere, come proposto, a un coordinamento temporale e sostanziale con il nuovo modello di mercato.

B. La regolamentazione transitoria prevista viene tuttavia fermamente respinta

9 La proposta di regolamentazione transitoria presentata in concreto nella documentazione posta in consultazione **viene tuttavia fermamente respinta dai Cantoni alpini**, non essendo né oggettivamente né politicamente giustificato – alla luce delle motivazioni seguenti – ridurre l'attuale canone massimo per i diritti d'acqua:

1. L'analisi errata delle cause comporta una proposta errata come variante principale

10 Nel rapporto esplicativo (RE) concernente la revisione parziale della legge sulle forze idriche (LUF) si illustrano i processi che influiscono sul mercato nazionale e internazionale dell'energia e sull'andamento dei prezzi e che hanno determinato la completa distorsione del mercato elettrico. Si tratta perlopiù di decisioni politiche, o meglio, della mancanza di decisioni politiche. Di conseguenza è assolutamente sbagliato affermare che il canone per i diritti d'acqua vada a minare la competitività e la sostanza dell'energia idroelettrica. Il canone per i diritti d'acqua non viene annoverato tra le cause di tali dinamiche ed è sbagliato voler partire da esso per far fronte alle cause e far pagare ai Cantoni produttori di energia idroelettrica il prezzo per la compensazione delle distorsioni del mercato.

11 Il compito centrale del Consiglio e del Parlamento federali è pertanto far sì che, in futuro, il mercato elettrico completamente distorto acquisisca un assetto tale per cui l'idroelettrico possa tornare a competere con armi pari. A tale proposito occorre una veridicità dei costi per tutte le modalità di produzione di energia elettrica e, di conseguenza, un'internalizzazione dei costi esterni mai incorporati sinora. Sul piano meramente politico, si tratta di un'impresa complessa che richiederà sicuramente del tempo, considerato che svariati Paesi dell'UE tutelano le proprie forme di produzione con misure protezionistiche più o meno occulte. È inconcepibile pertanto che la Svizzera non protegga anch'essa la propria forza idrica pulita e rinnovabile finché il mercato europeo non si competi effettivamente ad armi pari.

¹ L'art. 30 cpv. 5 della nuova LEn recita:

"5 Entro il 2019 il Consiglio federale sottopone all'Assemblea federale un disegno di atto normativo volto a introdurre un modello conforme al mercato al più tardi al termine delle misure di sostegno per il sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità". Il sistema di remunerazione per l'immissione di elettricità rimarrà in essere fino al 31 dicembre del quinto anno successivo all'entrata in vigore della nuova legge sull'energia, ossia presumibilmente fino al 31 dicembre 2022.



2. Tentativo di pregiudizio inaccettabile

- 12 Come citato in precedenza, per il mercato elettrico nazionale l'articolo 30 capoverso 5 nLEne prevede in capo al Consiglio federale l'obbligo di definire un "modello conforme al mercato". Ragionando all'opposto, dunque, si deduce che anche il legislatore è del parere che il sistema attuale di mercato sia *inadeguato*. Nella migliore delle ipotesi, quindi, un nuovo modello di canone massimo per i diritti d'acqua può – a seconda della sua struttura concreta – essere giustificato con un maggiore avvicinamento al mercato, a condizione e nella misura in cui il nuovo assetto del mercato elettrico comporti un incremento di mercato, ma ciò non è il caso della regolamentazione transitoria proposta. L'affermazione del Consiglio federale, secondo cui la regolamentazione transitoria *"deve essere interpretata come adeguamento preparatorio in vista di una soluzione a lungo termine che in futuro sarà garantita dalla flessibilizzazione del canone annuo"* (n. 1.3 del RE), è pertanto errata e, sulla base di una corretta interpretazione dell'analisi delle cause, non adeguata al fine. Alla luce delle informazioni attualmente disponibili, questa conclusione non è quindi ammissibile.
- 13 Con esattamente la medesima motivazione il Consiglio federale avrebbe potuto porre in consultazione anche alcune proposte "indicative" circa il futuro assetto del mercato, tanto più che numerose iniziative in tal senso sono già state vagliate e discusse all'interno e all'esterno dell'Amministrazione federale. Ciò, tuttavia, è stato saggiamente evitato – a differenza del modello di canone per i diritti d'acqua.
- 14 Prima di poter quindi decidere in merito a un'eventuale modifica dell'attuale canone massimo per i diritti d'acqua, occorrono una base di dati pienamente trasparente e il nuovo modello di mercato elettrico. Soltanto allora si potrà giudicare la necessità, ed eventualmente l'entità opportuna, degli adeguamenti da apportare al modello di canone.
- 15 La proposta di regolamentazione transitoria presentata nella documentazione posta in consultazione dà l'impressione che il Consiglio federale, indipendentemente dagli effetti di modellazione del mercato e dei prezzi del futuro modello di mercato, sia già oggi fermamente convinto che il futuro canone massimo per i diritti d'acqua debba comunque essere considerevolmente diminuito. Utilizzare un'opinione preconcepita, oggettivamente non addebitabile, come base per la regolamentazione transitoria proposta denota tuttavia un atteggiamento decisamente poco obiettivo e, per i Cantoni alpini, non è oggettivo.

3. Argomentazioni incoerenti da parte del Consiglio federale

- 16 Nella sessione di giugno 2017 il Consiglio federale si è opposto con veemenza alle proposte di un rapido rafforzamento dell'idroelettrico, sostenendo che si trattasse di una **misura di politica economica inammissibile**. Sgravare determinate imprese a discapito di economie domestiche e PMI non è di sua competenza, disse. A tale proposito la Presidente della Confederazione Leuthard, in qualità di direttrice del dipartimento competente, si è espressa testualmente come segue:

"Non siamo qui per salvare imprese. Non siamo qui in primo luogo per rimediare alle decisioni sbagliate dei management a spese del contribuente. Non siamo qui per risolvere ora, a livello della Confederazione, il problema dei crediti da capogiro che gravano sui tanti bilanci. Questi sono compiti che competono in primo luogo alle aziende. Si sta anche lavorando in tal senso e si sono riorganizzate le imprese. È un'attività in corso. Secondo me, quindi, la mozione Wasserfallen non intende posticipare questo problema a un lontano futuro, ma dice – in linea con le intenzioni della commissione – che dobbiamo fare qualcosa in questo frangente, ma che dietro non può esserci soltanto una motivazione politico-economica a favore delle imprese. Deve esserci correttezza anche sul piano della politica energetica e nei confronti dei consumatori che si trovano a pagare questi prezzi.

Dev'essere una soluzione sostenibile" (Bollettino ufficiale, Consiglio nazionale, sessione estiva 2017, seconda seduta, 30.05.17, 08h00; oggetto 16.035).

- 17 Alla domanda del Consigliere nazionale Beat Jans circa la disponibilità del DATEC, al fine di garantire la trasparenza, a formulare una richiesta all'attenzione di tutte le centrali idroelettriche della Svizzera ed esigere la pubblicazione delle cifre, la direttrice del dipartimento ha risposto a nome del Consiglio federale come segue:

"Non abbiamo le basi giuridiche per farlo. Non posso certo andare a dire a tutte le imprese che adesso mi devono trasmettere i loro bilanci e la loro contabilità. Lo possono fare a titolo volontario. Lei ora parte semplicemente dal presupposto che tutte le centrali idroelettriche siano prossime al fallimento. Non lo posso confermare, ma non lo posso nemmeno negare. Quello che abbiamo ricevuto - lo aveva fatto all'epoca la sua sotto-commissione, il consigliere nazionale Grunder la coordinava - sono certi dati anonimizzati sui costi dell'idroelettrico. Sono stati anonimizzati - non possiamo verificare a posteriori se siano tutti corretti, perché la Confederazione, lo Stato, non ha il diritto di ispezionare le aziende private e di richiedere tutti i dettagli; non è possibile. I proprietari - ossia i Cantoni, i Comuni - potrebbero farlo, ma sinora non abbiamo dati a disposizione. Ecco perché il quadro è incompleto, su questo sono d'accordo con lei. Ma adesso non possiamo, solo perché sarebbe interessante, chiedere alle aziende i bilanci e i dettagli di ciò che genera costi e in quale misura, o di cosa è redditizio e cosa no. Ecco perché, secondo me, prima di prendere sotto braccio le imprese - di questo si era già anche discusso - bisognerebbe esigere che esse pubblichino le loro cifre. (...)" (Bollettino ufficiale, Consiglio nazionale, sessione estiva 2017, seconda seduta, 30.05.17, 08h00; oggetto 16.035).

- 18 Nel frattempo, mediante comunicazione del 27 giugno 2017, l'Ufficio federale dell'energia ha avviato un sondaggio tra tutte le centrali allo scopo di ottenere tali dati. Purtroppo, tuttavia, esso si limita esclusivamente all'aspetto dei costi ed esclude interamente la voce dei ricavi. Anche la Commissione federale dell'energia elettrica (ElCom), nel suo rapporto all'attenzione della CAPTE del Consiglio nazionale in cui esamina la situazione finanziaria delle imprese elettriche, è dell'idea che anche i ricavi debbano essere considerati nel quadro dell'analisi della redditività (cfr. articolo "Malt die Strombranche zu schwarz?", pubblicato sulla NZZ dell'08 luglio 2017).
- 19 Nonostante dunque il Consiglio federale abbia respinto, in seno al Consiglio nazionale, qualsivoglia misura di natura politico-economica, sebbene il medesimo neghi una responsabilità dello Stato nei confronti del salvataggio delle imprese e sebbene esso sostenga di non disporre di dati attendibili circa la situazione reddituale delle centrali idroelettriche, a tre settimane dal dibattito in seno al Consiglio nazionale propone come regolamentazione transitoria, nella documentazione posta in consultazione e qui oggetto di valutazione, una riduzione del canone massimo per i diritti d'acqua – con la motivazione che *"al di là dei premi di mercato, è necessaria una riduzione degli oneri dei gestori"* (n. 1.3 del RE). Questo modo di procedere è incoerente e i Cantoni alpini lo percepiscono come un affronto; in definitiva è stata ora introdotta dietro le quinte una misura di politica economica – con la differenza che ora questa si ripercuote negativamente in modo unilaterale solo sui comuni e cantoni di montagna, esonerando completamente la Confederazione, gli altri Cantoni e tutti i restanti stakeholder dall'assunzione condivisa degli oneri. Il motivo per cui, con la riduzione del canone proposta, le misure di politica economica risultino improvvisamente legittimate, dopo che solo tre settimane prima erano state respinte con veemenza, è del tutto inspiegabile oggettivamente e quindi anche incomprendibile.
- 20 La regolamentazione transitoria proposta dal Consiglio federale in materia di canone per i diritti d'acqua risulta pertanto in contraddizione con l'atteggiamento che esso stesso evidenziava solo tre settimane prima dell'apertura della consultazione in seno al Consiglio nazionale. I Cantoni alpini invi-



tano dunque caldamente il Consiglio federale ad assumere una posizione coerente e attendibile. La proposta di riduzione del canone per i diritti d'acqua, che deve anche esplicitamente fungere da *“adeguamento preparatorio in vista di una soluzione a lungo termine”* nonostante non esistano ancora neppure le basi per il futuro assetto del mercato, non è altro che una misura di politica economica a cui il Consiglio federale, nella sessione di giugno, si era fermamente opposto.

4. Sovvenzione ad annaffiatoio ingiustificata

- 21 Nel RE il Consiglio federale conferma che circa il 50 per cento della produzione idroelettrica è venduta nel servizio universale, dove vige notoriamente il cosiddetto principio dei costi di produzione, in base al quale *tutti i costi vengono coperti*. Per definizione, dunque, questa parte dell'idroelettrico non presenta alcun problema di redditività e, come tale, non necessita neppure di riduzioni del canone per i diritti d'acqua. Ne risulta che la variante principale proposta a titolo di regolamentazione transitoria non è altro che, almeno per il 50 per cento, una sovvenzione ad annaffiatoio inutile. Anche da questo punto di vista, essa non è motivata da alcuna necessità politica oggettiva. Le difficoltà di realizzazione citate nel rapporto esplicativo (n. 1.3 RE) a favore della variante principale e contro un'analisi differenziata delle diverse situazioni di mercato non possono in alcun modo giustificare seriamente una sovvenzione ad annaffiatoio.

5. Compensazione indiretta del premio di mercato da parte dei Cantoni produttori di energia idroelettrica

- 22 Il 21 maggio 2017 la popolazione ha approvato la nuova legge sull'energia (nLEne) quale primo pacchetto di misure finalizzate all'attuazione della Strategia energetica 2050 (SE 2050). La nLEne prevede un premio di mercato per i grandi impianti idroelettrici che dimostrino di essere alle prese con problemi di redditività (dimostrazione delle perdite). A sostegno di queste centrali si riscuoteranno dai consumatori 0,2 ct./kWh, per cui all'anno saranno disponibili all'incirca 120 milioni di CHF. Le medesime, inoltre, saranno dispensate dal metodo del prezzo medio, il che comporterà un ulteriore sgravio².
- 23 La riduzione del canone per i diritti d'acqua proposta dal Consiglio federale, tuttavia, comporterebbe in definitiva una compensazione parziale del tributo riscosso presso i consumatori di 0,2 ct./kWh. Di una simile misura non si è fatta parola a monte della votazione. Alle urne, la popolazione ha approvato la SE 2050 consapevole di questo ulteriore onere, esprimendo dunque la sua disponibilità a farsene carico. Con la proposta di riduzione del canone per i diritti d'acqua, così come formulata dal Consiglio federale si intende annullare dietro le quinte la suddetta decisione popolare a scapito dei Cantoni alpini, a un solo mese di distanza dalla votazione. Sul piano della politica nazionale, è un modo di procedere preoccupante e intollerabile.

6. Simmetria dei sacrifici - mancata partecipazione della Confederazione

- 24 Nella documentazione posta in consultazione, il fatto che la Confederazione non contribuisca in alcun modo alla soluzione dei problemi di redditività, nonostante la forza idrica rappresenti il pilastro centrale della SE 2050, è piuttosto sorprendente. In altre parole, la Confederazione esige da tutti gli altri (proprietari, consumatori, Cantoni produttori di energia idroelettrica) un atteggiamento di condiscendenza che per sé stessa, tuttavia, respinge fermamente. Questo è inaccettabile. Se parti delle società idroelettriche svizzere devono effettivamente lottare con problemi di redditività causati dalla politica, anche la Confederazione – nell'ottica di un'autentica *“simmetria dei sacrifici”* – deve neces-

² Scheda informativa dell'UFE del 21 marzo 2017, pag. 2, disponibile all'indirizzo: https://www.uvek.admin.ch/dam/uvek/it/dokumente/energie/faktenblatt5-energiegesetz-wasserkraft.pdf.download.pdf/06_Faktenblatt_5_Wasserkraft.pdf.



sariamente contribuire alla soluzione del problema con mezzi propri. Se dunque la Confederazione intende rimanere ferma sulla propria idea di regolamentazione transitoria, i Cantoni alpini esigono che essa sottoponga delle proposte concrete ed efficaci su come prevede di partecipare con mezzi propri, ai sensi di una simmetria dei sacrifici, laddove sussiste un margine di manovra concordato (vale a dire nei singoli casi per eventuali aziende elettriche in difficoltà).

7. Durata della regolamentazione transitoria

- 25 La scadenza della regolamentazione transitoria proposta è fissata a fine 2022. Il Consiglio federale fa pertanto affidamento sul fatto che entro il 1° gennaio 2023 entrerà definitivamente in vigore il nuovo modello di mercato elettrico. *Potrebbe* essere così, ma non *necessariamente*. Elaborare un nuovo modello di mercato è un'operazione complessa, e l'esperienza insegna che le deliberazioni in tal senso sono controverse e richiedono parecchio tempo. Lo dimostrano i due esempi del processo legislativo relativo alla LAEI e quello della SE 2050. Si ricorda anche che, nella sessione di giugno, il Consiglio federale aveva annunciato di avere diversi approcci per il nuovo modello di mercato e di essere a un punto tale dei lavori per cui nell'autunno 2017 i risultati disponibili sarebbero stati approfonditi³. Da una circolare del 20 giugno 2017 dell'Ufficio federale dell'energia emerge già, tuttavia, che solo *nell'estate del 2018* sarà disponibile un progetto da porre in consultazione in merito a un nuovo assetto del mercato⁴. Di conseguenza, in sintesi, è pertanto opportuno non vincolare la durata della regolamentazione transitoria a una data concreta, bensì all'*introduzione* del nuovo modello di mercato. Solo in questo modo viene garantito un coordinamento effettivo.

C. Riepilogo

- 26 Alla luce delle precedenti riflessioni, **chiediamo** di prorogare l'attuale regolamentazione del canone per i diritti d'acqua fino all'introduzione del modello conforme al mercato di cui all'art. 30 cpv. 5 nLE-ne:

RICHIESTA:

Modifica dell'art. 49 cpv. 1, primo periodo:

¹ Il canone annuo non può superare i 110 franchi per chilowatt lordo **sino all'introduzione del modello conforme al mercato di cui all'articolo 30 capoverso 5 della Legge sull'energia del 30 settembre 2016 (LEne)**. (...)

Modifica dell'art. 49 cpv. 1^{bis}:

Abrogato.

³ Citazione Presidente della Confederazione Leuthard: "Secondo me, quindi, la mozione Wasserfallen non intende posticipare questo problema a un lontano futuro, ma dice – in linea con le intenzioni della commissione – che dobbiamo fare qualcosa in questo frangente, ma che dietro non può esserci soltanto una motivazione politico-economica a favore delle imprese. Deve esserci correttezza anche sul piano della politica energetica e nei confronti dei consumatori che si trovano a pagare questi prezzi. Dev'essere una soluzione sostenibile. Non l'abbiamo ancora. Abbiamo diversi approcci. Alla Commissione abbiamo detto e comunicato che **in autunno saremo a un punto tale dei lavori per cui avremo approfondito i risultati**" (Bollettino ufficiale, Consiglio nazionale, sessione estiva 2017, seconda seduta, 30.05.17, 08h00; oggetto 16.035).

⁴ Comunicazione del 27 giugno 2017 dell'Ufficio federale dell'energia agli stakeholder della revisione della legge sull'approvvigionamento elettrico.



IV. VARIANTE DI REGOLAMENTAZIONE TRANSITORIA ALTERNATIVA (Art. 49 cpv. 1 e 1^{bis})

A. Introduzione

27 Il rapporto esplicativo concernente la revisione parziale - ma non anche il testo concreto della legge presentato - contiene una proposta alternativa per la regolamentazione transitoria. Essa prevede una riduzione del canone per i diritti d'acqua soltanto per le centrali chiaramente deficitarie, per le quali come criterio di selezione si potrebbe applicare il diritto dei grandi impianti idroelettrici al premio di mercato, conformemente all'articolo 30 nLEne.

B. Posizione di principio

28 Le riflessioni esposte al precedente capitolo III. circa l'analisi errata delle cause (n. III./B./1.), il tentativo di pregiudizio inaccettabile (n. III./B./2.), le argomentazioni incoerenti da parte del Consiglio federale (n. III./B./3.), la mancata partecipazione della Confederazione (n. III./B./5.) e sulla durata di validità non correttamente disciplinata della regolamentazione transitoria (n. III./B./7.) valgono allo stesso modo anche per la variante alternativa, motivo per cui si rimanda espressamente a quanto sopra. Alla luce di ciò, in linea di principio non sussiste alcuna necessità politica oggettiva neppure per una riduzione puntuale del canone per i diritti d'acqua. Anche la ECom, nella sua analisi del 26 giugno 2017 all'attenzione della CAPTE del Consiglio nazionale, conclude che eventuali deficit di copertura possono e devono essere a carico delle società.

C. Variante alternativa solo a fronte di condizioni chiare

29 Nell'ottica della politica di partenariato perseguita con le società elettriche dai Cantoni alpini, questi ultimi erano e sono disposti a esaminare eventuali misure di sostegno qualora una società dimostri di essere in difficoltà. I Cantoni alpini non sono pertanto contrari in assoluto a una regolamentazione transitoria con riduzioni del canone per i diritti d'acqua puntuali (specifiche). In tal caso, deve però valere il seguente principio obbligatorio: **“chi vuole richiedere un sostegno ulteriore al premio di mercato, deve garantire la massima trasparenza dei dati!”** Alla luce di ciò, i Cantoni alpini concretizzano la proposta alternativa del Consiglio federale con le seguenti **condizioni vincolanti e cumulative (presupposto del diritto)**:

- 1) La verifica circa l'opportunità di una riduzione puntuale del canone per i diritti d'acqua viene effettuata soltanto qualora venga corrisposto un premio di mercato;
- 2) Il calcolo della riduzione puntuale del canone per i diritti d'acqua si effettua soltanto previa computazione integrale del premio di mercato corrisposto;
- 3) La riduzione puntuale del canone per i diritti d'acqua viene concessa sull'energia idroelettrica venduta in modo comprovato sul mercato (non su quella venduta nell'ambito del servizio universale);
- 4) Oltre ai criteri applicati per il riconoscimento del premio di mercato, i richiedenti sono tenuti a garantire la piena trasparenza di costi e ricavi;
- 5) A livello di costi non si accettano eventuali rimunerazioni del capitale proprio;
- 6) I proprietari della centrale devono dichiarare la propria rinuncia ai dividendi;
- 7) I proprietari della centrale devono opportunamente partecipare alla soluzione del problema;
- 8) La riduzione puntuale del canone per i diritti d'acqua viene concessa purché necessaria a coprire i costi di produzione della singola centrale, tuttavia, non può superare i CHF 10.00/kW_{lordo} (riduzione di CHF 110/kW_{lordo} a CHF 100/ kW_{lordo});



- 9) La riduzione puntuale del canone per i diritti d'acqua va intesa come dilazione, ossia la rispettiva società di gestione della centrale è tenuta a rimborsarla nel momento in cui torni a essere in utile;
- 10) La Confederazione è tenuta, dal canto suo, a contribuire con mezzi propri al sostegno della centrale considerata.

D. Richiesta di concretizzazione della variante alternativa

- 30 Alla luce delle precedenti riflessioni, i Cantoni alpini formulano la seguente richiesta di concretizzazione della proposta alternativa presentata dal Consiglio federale. Le sovvenzioni della Confederazione vanno regolate da quest'ultimo anche a livello legislativo. Si dovrà inoltre verificare se le singole disposizioni potranno essere eventualmente disciplinate anche a livello di ordinanza.

RICHIESTA:

Modifica dell'art. 49 cpv. 1, primo periodo:

¹ Il canone annuo non può superare i 110 franchi per chilowatt lordo *sino all'introduzione del modello conforme al mercato di cui all'articolo 30 capoverso 5 della Legge sull'energia del 30 settembre 2016 (LEne)*. (....)

Modifica dell'art. 49 cpv. 1^{bis}, 1^{ter} e 1^{quater} (nuovo):

^{1bis} *Fino all'introduzione del modello conforme al mercato di cui all'articolo 30 capoverso 5 della Legge sull'energia del 30 settembre 2016 (LEne), il canone per i diritti d'acqua viene ridotto ogni anno di 10 franchi per chilowatt lordo, al massimo tuttavia fino a copertura dei costi di produzione, purché i gestori di grandi impianti idroelettrici, o i relativi proprietari, dimostrino, ai sensi dell'art. 30 capoversi 1 e 2 LEne, l'impossibilità di coprire i costi di produzione dell'elettricità generata dai suddetti impianti nonostante la computazione del prezzo di mercato di cui all'art. 26 LEne e previa deduzione di un'eventuale remunerazione del capitale proprio, della rinuncia ai dividendi, della preventiva adozione di opportune misure di sostegno da parte della proprietà e nonostante eventuali sovvenzioni della Confederazione.*

^{1ter} *Qualora ai sensi dell'art. 30 capoversi 1 e 2 LEne i gestori o i relativi proprietari rivendano sul mercato l'elettricità prodotta dagli impianti a un prezzo superiore ai costi di produzione, la riduzione concessa in conformità al paragrafo 1^{bis} dev'essere rimborsata alla Confederazione e ai Cantoni. Questi ultimi, come da loro diritto, distribuiranno proporzionalmente i rimborsi agli enti pubblici beneficiari del canone.*

^{1 quater} *Spetta al Consiglio federale disciplinare i dettagli, in particolare:*

- a. *i requisiti relativi alla distinta completa dei costi di produzione dell'elettricità generata dagli impianti in questione e dei relativi ricavi conseguiti;*
- b. *i criteri a cui il richiedente deve ottemperare per la rinuncia ai dividendi;*
- c. *i criteri per l'adozione di misure di sostegno opportune da parte dei proprietari della società;*
- d. *la definizione delle condizioni di dilazione;*
- e. *le sovvenzioni della Confederazione.*



IV. RIDUZIONE DEL CANONE PER I DIRITTI D'ACQUA IN CASO DI CONCESSIONE DI CONTRIBUTI D'INVESTIMENTO (Art. 50a)

- 31 Questa parte della proposta di revisione parziale della LUFi rimanda alla mozione della CAPTE-S del 26 agosto 2014 (14.3668). L'ipotesi di esenzione completa dal canone per i diritti d'acqua in caso di concessione di contributi d'investimento ai sensi della LEne si fonda sull'idea che gli enti pubblici concedenti non incassino alcun canone qualora la centrale possa essere realizzata soltanto grazie ai sussidi all'investimento finanziati con il rispettivo supplemento di rete. I Cantoni alpini non respingono per principio questa proposta. L'ipotesi di completa rinuncia al canone per i diritti d'acqua fino al termine previsto per la costruzione e per i 10 anni successivi alla messa in esercizio dell'impianto ha tuttavia il grave difetto intrinseco di una rigidità non necessaria, sia relativamente all'entità della rinuncia che in termini di durata.
- 32 La regolamentazione proposta non solo è inopportuna, ma impedisce anche un pari trattamento delle centrali. Se da un lato le misure (nuova costruzione, ampliamento e rinnovo consistenti) determineranno diversi livelli di incremento della potenza, dall'altro sia gli investimenti a cura delle centrali sia l'ammontare dei sussidi corrisposti risulteranno estremamente differenti tra loro. Occorre creare una base giuridica che consenta **soluzioni personalizzate**. In sintesi, i **Cantoni alpini sottopongono** pertanto la seguente **controproposta**:

RICHIESTA:

Modifica dell'art. 50a:

¹ Alle centrali idroelettriche a cui viene corrisposto un contributo d'investimento ai sensi dell'art. 26 della Legge sull'energia del 30 settembre 2016 (LEne) si applicano le seguenti riduzioni:

- a. In caso di nuova costruzione (art. 24 cpv. 1 lett. b n. 1 LEne): ***una riduzione del canone per i diritti d'acqua commisurata, in termini di entità e durata, all'investimento effettuato, al contributo d'investimento ricevuto e alla potenza lorda totale. Per quanto concerne le tempistiche, l'esenzione può protrarsi al massimo fino alla scadenza del termine concesso per la costruzione e per i 10 anni successivi alla messa in esercizio. Per quanto concerne la riduzione per il canone per i diritti d'acqua, questa può essere concessa in modo parziale o per intero.***
- b. In caso di ampliamento consistente di un impianto esistente (art. 24 cpv. 1 lett. b n. 2 LEne): ***la riduzione del canone per i diritti d'acqua sarà orientata ai criteri di cui alla lettera a, fermo restando che esclusivamente la potenza lorda aggiuntiva costituisce un parametro determinante.***
- c. In caso di rinnovo consistente di un impianto esistente (art. 24 cpv. 1 lett. b n. 2 LEne): ***la riduzione del canone per i diritti d'acqua si orienta ai criteri di cui alla lettera a, fermo restando che la potenza lorda aggiuntiva viene presa in considerazione solo se questa viene effettivamente realizzata.***

² Le riduzioni valgono per analogia anche per le imposte speciali di cui all'articolo 49 capoverso 2.



V. CENTRALI DI CONFINE - CONSENSO A LIVELLO INTERNAZIONALE (Art. 7 e art. 49 cpv. 1, ultimo periodo)

- 33 Da quanto si legge nel RE, questa proposta non comporta alcuna modifica materiale al diritto vigente (n. 1.2 in fondo). In realtà, all’adeguamento suggerito manca dunque il presupposto fondamentale per una revisione di legge. Non è neppure chiaro dove risieda il vantaggio dell’emendamento proposto. I Cantoni alpini non respingono per principio l’ipotesi presentata, **ma esigono che il messaggio contenga affermazioni più chiare circa il vantaggio comprovato della proposta di revisione. Allo stesso tempo chiedono che la Confederazione si assuma la responsabilità della propria dichiarazione secondo cui la presente revisione parziale non comporterà alcuna modifica materiale al diritto vigente, nello specifico rispetto ai Cantoni interessati. Anche da questo punto di vista, si auspica che il messaggio del Consiglio federale contenga un’esplicita garanzia.**

VI. CALCOLO DELLA POTENZA LORDA (Art. 51 titolo marginale e cpv. 1)

- 34 Poiché questa parte della proposta di revisione contiene soltanto una precisazione linguistica, **non abbiamo osservazioni in merito.**

VII. FLESSIBILIZZAZIONE DEL CANONE MASSIMO PER I DIRITTI D’ACQUA (sondaggio consultivo)

A. Procedura non coordinata

- 35 Come accennato al n. II./A., non è possibile formulare un parere serio su un nuovo modello di canone massimo per i diritti d’acqua senza conoscere il nuovo modello di mercato elettrico. Analogamente riteniamo che sia altresì inadeguato presentare nel rapporto esplicativo (RE) un modello concreto di flessibilizzazione del canone massimo quando questo non rientra esplicitamente nel perimetro del progetto.

- 36 Con esattamente le medesime motivazioni avrebbero potuto essere presentate e poste in consultazione anche delle proposte per il futuro modello di mercato, tanto più che numerose iniziative in tal senso sono già state discusse internamente ed esternamente all’Amministrazione. Il modus operandi è ancora più incomprensibile alla luce del fatto che, nella sessione di giugno, il Consiglio federale ha ripetutamente e insistentemente evidenziato la necessità di una *visione globale* al fine di trovare soluzioni coerenti.

B. Tentativo inaccettabile di creare un pregiudizio

- 37 Per i Cantoni alpini è dunque chiaro che con la presentazione del modello flessibile e delle cifre “indicative” citate in tale contesto s’intende pregiudicare la discussione ancora da svolgersi in merito al nuovo modello di canone massimo per i diritti d’acqua. Partendo da questa considerazione, la riduzione a CHF 80.--/kW_{lordo} proposta a titolo di regolamentazione transitoria ha il solo scopo di gettare,



un’“ancora” psicologica per poi procedere a una seconda tornata di pari entità e diminuire il canone massimo da una base di partenza già ridotta a una quota definitiva di CHF 50.--/kW_{lordo} (parte fissa).

- 38 Nelle nostre precedenti riflessioni sulla variante principale, abbiamo approfonditamente spiegato che la riduzione del canone massimo a CHF 80.--/kW_{lordo} proposta a titolo di regolamentazione transitoria è, da molti punti di vista, già di per sé oggettivamente ingiustificata e che al massimo si potrebbero considerare eventuali riduzioni *specifiche*, vincolate a *presupposti del diritto*. Di conseguenza, i Cantoni alpini non sono neppure in alcun modo disposti a “interpretare la soluzione transitoria come adeguamento preparatorio in vista di una soluzione a lungo termine”, come illustrato nel rapporto esplicativo (RE, n. 1.3).
- 39 Alla luce delle precedenti riflessioni, considerato che il modello proposto a titolo esemplificativo non costituisce oggetto dell’odierno progetto e che un futuro modello di canone massimo per i diritti d’acqua non può essere valutato seriamente senza conoscere il futuro assetto del mercato, **i Cantoni alpini si astengono al momento dall’esprimere un parere più dettagliato in merito al modello flessibile di canone massimo presentato**. La CGCA potrà prendere posizione soltanto nel momento in cui sarà noto il nuovo assetto del mercato elettrico. I Cantoni alpini, tuttavia, definiscono sin d’ora con assoluta chiarezza i **punti cardine di base** a cui un eventuale modello futuro dovrà **tassativamente** ottemperare:

PUNTI CARDINE OBBLIGATORI PER UN FUTURO MODELLO DI CANONE PER I DIRITTI D’ACQUA

- Il modello deve tenere conto dell’**intero valore aggiunto** che può essere conseguito di volta in volta con lo sfruttamento della forza idrica (ad es. inclusione dei proventi da prestazioni generali di servizio relative al sistema, certificati, contributi per riserve e prodotti destinati alla vendita, come, tra gli altri, il mercato intraday). Solo in questo modo, infatti, si garantisce realmente che i Cantoni produttori di energia idroelettrica partecipino in modo equo alla cosiddetta rendita delle risorse. In altre parole, non è assolutamente sufficiente vincolare la rendita delle risorse soltanto a un prezzo di borsa.
- La società di gestione della centrale e il relativo proprietario devono essere tenuti alla **piena trasparenza**, ossia devono trasmettere ai Cantoni, rispetto ai propri costi e ricavi, almeno i seguenti dati:
 - 1) pubblicazione su un sito internet ad accesso non riservato (homepage) delle quantità d’acqua effettivamente turbinate e del dettaglio delle ore di turbinazione al termine di ciascun anno;
 - 2) prova documentale dei costi di produzione al netto dei rendimenti del capitale proprio e dei dividendi. Eventuali costi generali dovranno essere dimostrati in maniera plausibile;
 - 3) pubblicazione delle modalità di utilizzo dell’elettricità prodotta dalla centrale e dei relativi mercati (mercato PSRS e altri mercati futuri), con rispettivi ricavi conseguiti;
 - 4) pubblicazione della quota di energia elettrica prodotta dall’impianto come corrente ecologica e dei proventi realizzati con la sua vendita;
 - 5) pubblicazione della quantità di energia elettrica prodotta dal rispettivo impianto e venduta sul mercato vincolato ovvero della quota imputabile alla centrale;
 - 6) pubblicazione degli utili commerciali realizzati e della quota riconducibile all’utilizzo o all’esistenza della centrale.
- Questi dati saranno trattati dai Cantoni in modo **confidenziale ai sensi del diritto fiscale**.



- La trasparenza dei dati deve essere garantita – a fini di plausibilità o per altri motivi di esecuzione – in modo supplementare, o perlomeno **in modo sussidiario, con il coinvolgimento di autorità di vigilanza federali come la ElCom.**
- Il modello non deve prevedere **alcuna forma di finanziamento del canone per i diritti d’acqua tramite un supplemento di rete.**
- Il modello dev’essere definito in maniera tale che i Comuni e i Cantoni **siano disposti anche in futuro a rilasciare concessioni.**

La ringraziamo nuovamente per averci concesso la possibilità di esprimere il nostro parere e chiediamo al Consiglio federale di tenere debitamente conto delle nostre argomentazioni in sede di revisione del progetto.

Distinti saluti

CONFERENZA DEI GOVERNI DEI CANTONI ALPINI

Il presidente:

Dr. Christian Vitta

Il segretario generale:

Fadri Ramming

Allegati:

- “Erträge mit der Wasserkraft in den Jahren 2000 -2016” - rapporto 28.08.2017; redatto a cura di BHP - Hanser und Partner AG, Zurigo per conto dei Cantoni alpini e dei Cantoni Argovia e Berna
- “Das Erlöspotenzial der Schweizer Grosswasserkraft” - studio 28.08.2017; redatto su mandato della CGCA dal prof. Dr. Karl Frauendorfer, Institute für Operations Research und Computational Finance, Università di San Gallo

Copia a:

- revision-wrg@bfe.admin.ch

Erträge mit der Wasserkraft in den Jahren 2000 bis 2016

Grundlagenbericht

Auftraggeber:



DIE GEBIRGSKANTONE

Regierungskonferenz der Gebirgskantone
Conférence gouvernementale des cantons alpins
Conferenza dei governi dei cantoni alpini
Conferenza da las reganzas dals chantuns alpins



Kanton Bern

Kanton Aargau

Zürich, 28. August 2017

Impressum

Auftraggeber	<p>Regierungskonferenz der Gebirgskantone, Hinterm Bach 6, Postfach 658, 7002 Chur</p> <p>Kanton Aargau, Departement Bau Verkehr und Umwelt, Abteilung Energie, Entfelderstrasse 22, 5001 Aarau</p> <p>Amt für Umweltkoordination und Energie AUE, Bau-, Verkehrs- und Energiedirektion des Kantons Bern, Reiterstrasse 11, 3011 Bern</p>
Bearbeitung	<p>BHP – Hanser und Partner AG:</p> <p>Peder Plaz, Partner</p> <p>Irene Bösch, Projektleiterin</p>
Offenlegung von Quellen	<p>Die in diesem Dokument verwendeten Inhalte, Angaben und Quellen wurden mit grösster Sorgfalt zusammengestellt. Die Ausführungen beruhen teilweise auf Annahmen, die auf Grund des zum Zeitpunkt der Auftragsbearbeitung zugänglichen Materials für plausibel erachtet wurden.</p> <p>Die verwendeten Quellen und wortwörtlichen Zitate werden offengelegt. Bei der Verwendung von theoretischen oder wissenschaftlichen Konzepten, welche den gegenwärtigen Erkenntnissen der Wissenschaft entsprechen, wird zur Wahrung der Lesbarkeit und Verständlichkeit auf eine explizite Quellenangabe verzichtet.</p> <p>Gleichwohl kann BHP – Hanser und Partner AG für die Richtigkeit der gemachten Annahmen keine Haftung übernehmen.</p>
Projektnummer	28022.02

Die Ergebnisse auf einen Blick

- 1.** Aufgrund der verwendeten Stichprobe ist davon auszugehen, dass **die Produktionskosten (Ebene Partnerwerk) der Wasserkraft in den letzten 16 Jahren durchschnittlich 5.1 Rp./kWh** betragen. Im betrachteten Zeitraum haben sich die Produktionskosten insofern verändert, als dass die Wasserzinsen um rund 0.4 Rp./kWh erhöht wurden und auf der Seite des Finanzaufwands eine Entlastung von rund 0.5 Rp./kWh erfolgte. Trotz markanter Investitionen im betrachteten Zeitraum veränderte sich das Niveau des investierten Kapitals nur unwesentlich.
- 2.** Im **Geschäft innerhalb der Schweiz** hätte die Elektrizitätsbranche als Ganzes über alle Wertschöpfungsstufen hinweg den Strom aus Wasserkraft während den letzten 16 Jahren immer gewinnbringend verkaufen können. Die Nettomarge des verkauften Stroms aus Wasserkraft der gesamten Branche lag auch 2016 im positiven Bereich. Die aktuell schwierige Lage einzelner Unternehmen der Energiewirtschaft ist daher nicht auf die mangelnde Rentabilität der Wasserkraftproduktion alleine zurückzuführen. Es handelt sich dabei auch um Probleme der Branchenstruktur.
- 3.** Der Zuschlag für das höherwertige Produktionsprofil **der CH-Wasserkraft gegenüber dem Swissix Spot Base** lag in den letzten 16 Jahren zwischen drei und dreizehn Prozent bezogen auf die gesamte Wasserkraft. Darüber hinaus bieten sich heute Potenziale für weitere zusätzliche Erträge aufgrund der Möglichkeiten der Portfoliooptimierung durch den Einsatz von Speicherkraftwerken sowie über die Monetarisierung des ökologischen Werts der Wasserkraft. Die potenziellen Erträge aus der Portfoliooptimierung wurden aufgrund fehlender öffentlicher Daten nicht abschliessend beziffert, dürften aber aufgrund von Annäherungsrechnungen im Bereich von 0.5 – 1 Rp./kWh liegen. Die Erneuerbarkeit von Wasserkraft wurde im Betrachtungszeitraum erst marginal in ökonomische Werte umgewandelt, obwohl von Konsumenten eine Zahlungsbereitschaft für Energie aus erneuerbaren Quellen offensichtlich besteht. Aktuelle Tendenzen lassen eine bessere Ausschöpfung dieses Wertes für die Zukunft erwarten.
- 4.** Die **Reingewinne der EVU** sind in den letzten 16 Jahren deutlich angestiegen und wurden überwiegend als Gewinnvortrag in den Unternehmen behalten. Die Dividendenausschüttungen hatten in den Jahren 2008 bis 2010 Höchststände erreicht. Da sich die Investitionen in Anlagen, Immobilien, Mobilien und Beteiligungen bei in etwa gleichbleibender inländischer Stromproduktion mehr als verdoppelt haben, ist davon auszugehen, dass ein grosser Teil der Investitionen auf das Ausland entfiel.
- 5.** Falls das Wasserzinsmodell flexibilisiert werden sollte, ist aufgrund der vorliegenden Erkenntnisse grundsätzlich festzulegen, **ob die Erträge des Grosshandels (z.B. EEX) oder des Detailhandels (Versorgung Endkonsument)** als Basis für eine Indexierung betrachtet werden sollen. Solange der Markt nicht geöffnet ist, spielt der Detailhandel eine wesentliche Rolle und die Energietarife für Konsumenten sind zu berücksichtigen. Sollte der Grosshandel als bestimmende Grösse verwendet werden, so ist darauf zu achten, dass zusätzlich zu den Produktionskosten der Partnerwerke maximal die Gemeinkosten für den Grosshandel hinzugeschlagen werden. Ein Wechsel des Wasserzinsmodells hin zu einem flexibilisierten Modell mit Ressourcenrente setzt zudem zwingend die Offenlegung der Daten zu sämtlichen Kos-

ten und Erlösen die mit den Wasserkraftwerken und den damit zusammenhängenden Geschäften auf nachgelagerten Wertschöpfungsstufen erzielt werden. Insbesondere sind auch die vollständigen durch Wasserkraft erzielbaren Erträge wie tatsächlicher Energiewert, spekulative Handelserträge, Systemdienstleistungen oder Intraday-Erträge bzw. Flexibilitätsprämien, Wert der Erneuerbarkeit (Zahlungsbereitschaft Kunden für erneuerbare Energie) der Wasserkraft zuzurechnen.

Inhaltsverzeichnis

Die Ergebnisse auf einen Blick	3
1 Einleitung	7
2 Produktionskosten der Partnerwerke	8
2.1 Methodik	8
2.2 Produktionskosten	10
2.3 Eigen- und Fremdkapital	11
2.4 Zusammenfassende Betrachtung	13
3 Markt- und Konsumentenpreise für Elektrizität	14
3.1 Marktpreise	14
3.2 Konsumentenpreise	14
4 Gewinne der Wasserkraft im Schweizer Markt	17
5 Aussenhandel	19
5.1 Bruttogewinne im Aussenhandel	20
5.2 Nettogewinne durch den Export von Wasserkraft	23
5.3 Zusammenfassende Betrachtung	26
6 Wertigkeit der Wasserkraft	27
7 Systemdienstleistungen	31
8 Ökostrom	33
9 Gewinnverwendung der EVU	35
10 Fazit	40
10.1 Erträge der Schweizer Wasserkraft	40
10.2 Beantwortung der Fragestellungen	41
Literaturverzeichnis	47

1 Einleitung

Hintergrund und Fragestellungen

Anstehende Verhandlungen

Die gegenwärtige gesetzliche Regelung zum bundesrechtlichen Wasserzinsmaximum (Art. 49 WRG) ist bis zum 31. Dezember 2019 befristet. Der Bundesrat ist deshalb aufgefordert, dem Parlament rechtzeitig einen Vorschlag für die Wasserzinsregelung ab 2020 vorzulegen.

Bei der Diskussion um das Wasserzinsmaximum spielen auch die Argumente rund um das Thema, wer in der Vergangenheit wie stark von den Erträgen der Wasserkraft profitiert hat, eine Rolle. Der hier vorliegende Bericht zeigt die Daten, Fakten und Zusammenhänge auf und beantwortet die folgenden Fragen:

- Welche Gewinne hätten in den letzten 16 Jahren mit der Wasserkraft erzielt werden können, wenn die gesamte Produktion am Spot-Markt verkauft worden wäre?
- Wie haben die Elektrizitätsgesellschaften die potenziellen Gewinne der Wasserkraft verwendet?
- Wie sind die Erkenntnisse im Lichte anderer bestehender Untersuchungen zu werten?
- Welche Erkenntnisse ergeben sich für die Wasserkraftkantone aufgrund der Analysen in diesem Bericht?

Zweck des Berichts

Fundierte Argumentationsgrundlage

Der vorliegende Bericht soll einen Überblick über die Frage der Erträge der Schweizer Wasserkraft für den Zeitraum 2000 bis 2016 schaffen, da entsprechende konsolidierte Daten bisher nicht vorhanden waren.

Der Bericht **basiert wegen fehlenden verlässlichen Datengrundlagen teilweise auf annähernden Schätzungen und abgeleiteten Annahmen, welche genug fundiert sind, um als annähernde Diskussionsgrundlage zu dienen**. Der Bericht kann aufgrund der punktuellen statistischen Lücken jedoch keinen Anspruch auf Vollständigkeit oder statistische Genauigkeit erheben und kann nicht zu anderen Zwecken als den im Auftrag definierten eingesetzt werden.

Datengrundlagen und Methodik

Vielzahl von Quellen ergänzt mit Annahmen und Schätzungen

Die durch die Schweizer Wasserkraft generierten Gewinne hängen primär von den Jahreskosten¹ der Kraftwerke, den Vermarktungskosten der Energieversorger und den durch die Konsumenten in der Schweiz bezahlten Elektrizitätspreisen ab. Dazu kommen Gewinne, welche aufgrund der höheren Wertigkeit der Wasserkraft und der internationalen Handelsmöglichkeiten entstehen. Weiter können Gewinne im Bereich der Systemdienstleistungen direkt der Wasserkraft zugeordnet werden. Anschliessend ist für die Beurteilung der Gewinne auch die Bedeutung der Erneuerbarkeit der Wasserkraft zu reflektieren.

Im zweiten Teil des Berichts wird die Verwendung der Gewinne der Schweizer Wasserkraft auf der Basis der Elektrizitätsstatistik des Bundesamts für Energie und ausgewählter Geschäftsberichte grosser Stromkonzerne analysiert.

¹ Wir sprechen in diesem Bericht bei absoluten Grössen (in CHF) von Jahreskosten und bei Rp./kWh von Produktionskosten.

2 Produktionskosten der Partnerwerke

Repräsentative
Stichprobe

2.1 Methodik

Die Kosten zur Produktion einer Stromeinheit aus Wasserkraft haben wir mithilfe eines unserer Meinung nach für die gesamtschweizerische Grosswasserkraftproduktion repräsentativen „Korb von Kraftwerken“ (Partnerwerke) analysiert. Die betrachteten Partnerwerke liegen in den Kantonen Graubünden, Aargau, Wallis, Bern und Tessin und umfassen rund ein Drittel der gesamten Wasserkraftproduktion in der Schweiz. Im Korb sind typische Lauf- und Speicherkraftwerke berücksichtigt.

Für **das Jahr 2014/15² verfügen wir über eine breite Stichprobe**, welche 35 Prozent der Energieproduktion aus Laufwasserkraft und 79 Prozent der Energieproduktion aus Speicherkraft umfasst. Auf der Basis dieser breiten Stichprobe haben wir für die Detailanalyse eine kleinere Stichprobe zusammengestellt. Die in diesem Bericht für den **Längsschnitt (Zeitraum 1999 bis 2016) verwendete (kleinere) Stichprobe** umfasst die 14 Kraftwerke in Tabelle 2, wobei diese Stichprobe ca. 10 Prozent der Energieproduktion aus Laufwasserkraft und ca. 60 Prozent der Energieproduktion aus Speicherkraft abdeckt. Die mittleren Produktionskosten³ dieser Stichprobe betragen 2016 4.99 Rp./kWh. Die kleinere Stichprobe ist bezüglich der Kostenniveaus für die Schweizer Wasserkraft und die vorliegenden Fragen zweckmässig und repräsentativ.

Im Bericht verwenden wir jeweils den mit dem Produktionsvolumen gewichteten Durchschnitt der Partnerwerke⁴. Aussagen, welche sich auf die Stichprobe beziehen, sind mit „Partnerwerke^{SP}“ gekennzeichnet. Wenn sich zwischen den einzelnen Kraftwerkstypen (Laufkraft⁵ vs. Speicherkraft) deutliche Unterschiede zeigen, gehen wir auf diese ein. Auf eine konsequente Unterteilung in Lauf- und Speicherkraft haben wir verzichtet, da bei den Speicherkraftwerken in der Regel auch ein Anteil Laufkraft inbegriffen ist und vorläufig das Gesamtbild von Interesse ist.

Sollten künftig differenziertere Betrachtungen zu Lauf- und Speicherkraft notwendig sein, können diese aufgrund der vorhandenen Daten vorgenommen werden.

² Die Mehrheit der Angaben der Kraftwerke gilt für das Jahr 2014/2015. Einzelne Kraftwerke sind aufgrund unterschiedlicher Jahresabschlusssterminen mit den Daten für 2014 oder 2015 erfasst.

³ Die mittleren Produktionskosten werden in diesem Bericht immer mit der Produktionsmenge pro Kraftwerk gewichtet. Wir sprechen in diesem Bericht bei absoluten Grössen (in CHF) von Jahreskosten und bei Rp./kWh von Produktionskosten.

⁴ Mit Ausnahme von zwei Werken, welche weniger als 2.5 Prozent der produzierten Energie an Konzessionsgemeinden oder bevorzugte Partner abgeben, wird die gesamte Energieproduktion an die Partneraktiönäre geliefert.

⁵ Innerhalb der Laufwasserkraft unterscheiden wir aufgrund der Verfügbarkeit entsprechender Daten nicht zwischen Nieder- und Hochdrucklaufwasserkraft. Die Gestehungskosten von Niederdrucklaufwasserkraft liegen in der Regel unterhalb der Kosten bei Hochdrucklaufwasserkraft welche sich eher an den Speicherkraftwerken orientieren (Filippini und Geissmann 2014). Die beiden Produktionstypen weisen in der Schweiz ähnliche Produktionsvolumina auf.

Tab. 1 Verwendete Stichprobe

	Partnerwerk	Typ ⁶ L = Laufkraft S = Speicher- kraft	Produktion 2016 (GWh)	Kan- ton	Heim- fall (Jahr)	Jahre in der Stich- probe
1	Kraftwerk Reichenau AG	L	107.6	GR	2042	1998 - 2015/16
2	Kraftwerk Rupperts- wil-Auenstein AG	L	220.3	AG	2018	2001/02 - 2015/16
3	Rhonewerke AG	L	420.9 ⁷	VS	(2004)	1999 – 2016
4	Kraftwerke Gösche- nen AG ⁸	S/L ⁹	498.0	UR	2043	1999 – 2016
5	Kraftwerk Wassen AG	L	240.0	UR	2043	1999 – 2016
6	Kraftwerk Amsteg AG	L	397.0	UR	2043	1999 – 2016
7	Blenio Kraftwerke AG	S	945.7	TI	2042	1998/99 - 2015/16
8	Engadiner Kraftwer- ke AG	S	1'252.9	GR	2050 / 2074	1998/99 - 2015/16
9	Electricité d'Emos- son AG	S	751.5	VS	2017 / 2055	1998/99 - 2016
10	Kraftwerke Hinter- rhein AG	S	1'399.2	GR	2042	1998/99 - 2015/16
11	Kraftwerke Matt- mark AG	S	607.5	VS	2046	1998/99 - 2015/16
12	Kraftwerke Mauvoi- sin AG	S	1'031.2	VS	2041	1998/99 - 2015/16
13	Kraftwerke Ober- hasli AG	S	2'130.0	BE	2042	1999 - 2016 (prov.)
14	Maggia Kraftwerke AG	S	1'319.4	TI	2035 / 2048	1998/99 - 2015/16
	Total		12'620.4			

Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf Basis der Jahresberichte der Partnerwerke und des BFE (2016b)

⁶ Die Einteilung erfolgt gemäss der Statistik „Die bedeutendsten Wasserkraftanlagen der Schweiz“ des Bundesamts für Energie (BFE 2016c). Teilweise sind in den einzelnen Kraftwerken beide Elemente Lauf- und Speicherkraft vorhanden, z.B. beim Kraftwerk Göschenen.

⁷ Eigenproduktion

⁸ Seit 1.1.2015 eine Tochtergesellschaft der SBB.

⁹ Rund zwei Drittel Speicher- und ein Drittel Laufwasserkraft.

2.2 Produktionskosten

Mehr Wasserzinsen,
weniger Kapitalzin-
sen

Die den Partneraktionären verrechneten Produktionskosten der Partnerwerke^{SP} betragen zwischen 1999 und 2016 durchschnittlich 5.12 Rp./kWh.

Abb. 1 Entwicklung der Produktionskosten der Partnerwerke^{SP} seit 1999



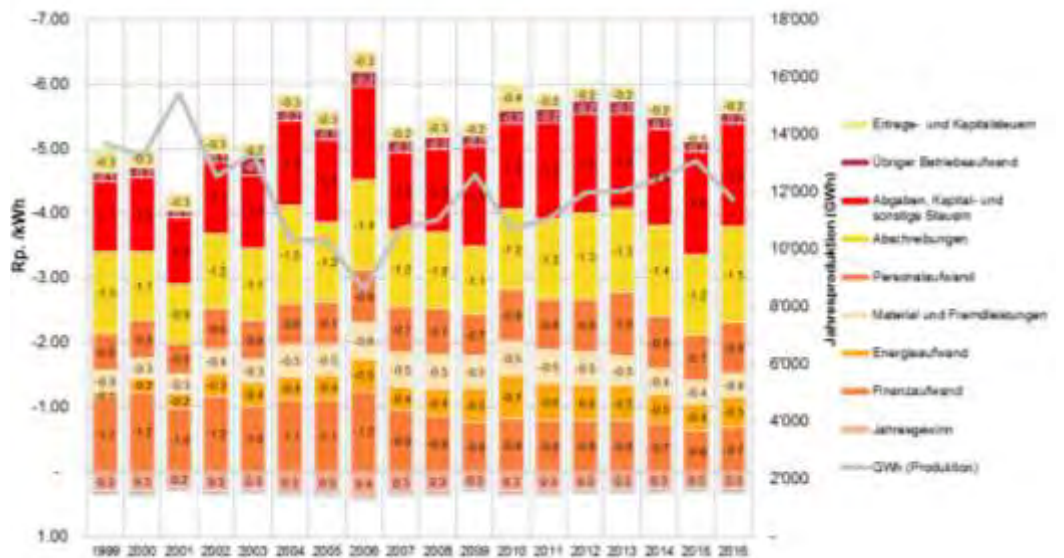
Quelle: Jahresberichte der Partnerwerke, BFS (2017)

Zur Erklärung dieser Entwicklung betrachten wir die Betriebsaufwendungen der Partnerwerke. Diese umfassen alle für die Energieproduktion notwendigen Betriebskosten. Die untenstehende Abbildung zeigt, dass sich die Bedeutung einzelner Kostenpositionen der Partnerwerke^{SP} über die Jahre verändert hat.

Die wesentlichsten Positionen sind die Abschreibungen und die Abgaben zuhanden der öffentlichen Hand. Die Abschreibungen liegen nach zwischenzeitlichen Schwankungen mit 1.5 Rp./kWh aktuell über dem Niveau von 1998/99. Die Abgaben zuhanden der öffentlichen Hand, d.h. Wasserzinsen und Steuern, sind im gleichen Zeitraum von 1.1 Rp./kWh auf 1.6 Rp./kWh gestiegen, was durch die Erhöhung der Wasserzinsen zu erklären ist.

Die Aufwendungen für Energie sind deutlich angestiegen und die Personalkosten haben sich leicht erhöht. Prozentual wesentlich verändert hat sich die Bedeutung des Finanzaufwandes, der von 1.1 Rp./kWh auf 0.7 Rp./kWh gesunken ist. Bei der Interpretation der Schwankungen in Rappen pro Kilowattstunde ist auch die sich verändernde Produktionsmenge zu berücksichtigen, v.a. bei den Fixkosten.

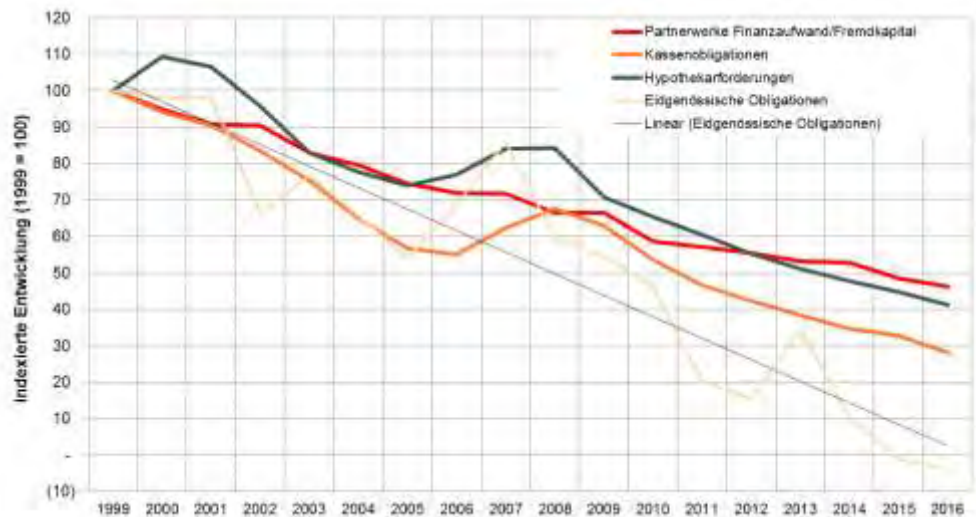
Abb. 2 Verteilung der Betriebsaufwendungen der Partnerwerke in der Stichprobe seit 1999



Quelle: Jahresberichte der Partnerwerke

Im Vergleich mit der Entwicklung von zehnjährigen Obligationen oder Hypothekarforderungen ist das Verhältnis Finanzaufwand/Fremdkapital der Partnerwerke unterdurchschnittlich gesunken (siehe folgende Abb.). Weil die eidg. Obligationen stärker schwanken und rascher reagieren, kann ein Teil dieser Ausdehnung mit einer zeitlichen Verzögerung erklärt werden. Der verbleibende Teil müsste mit einer Zunahme der Risikokosten oder durch einen Verzicht auf die Weitergabe von günstigeren Kapitalmarktkonditionen erklärt werden. Wir vermuten, dass die Risikokosten im Vordergrund der Erklärung stehen.

Abb. 3 Entwicklung von Finanzaufwand/Fremdkapital im Vergleich mit Wertpapieren mit einer Laufzeit von zehn Jahren



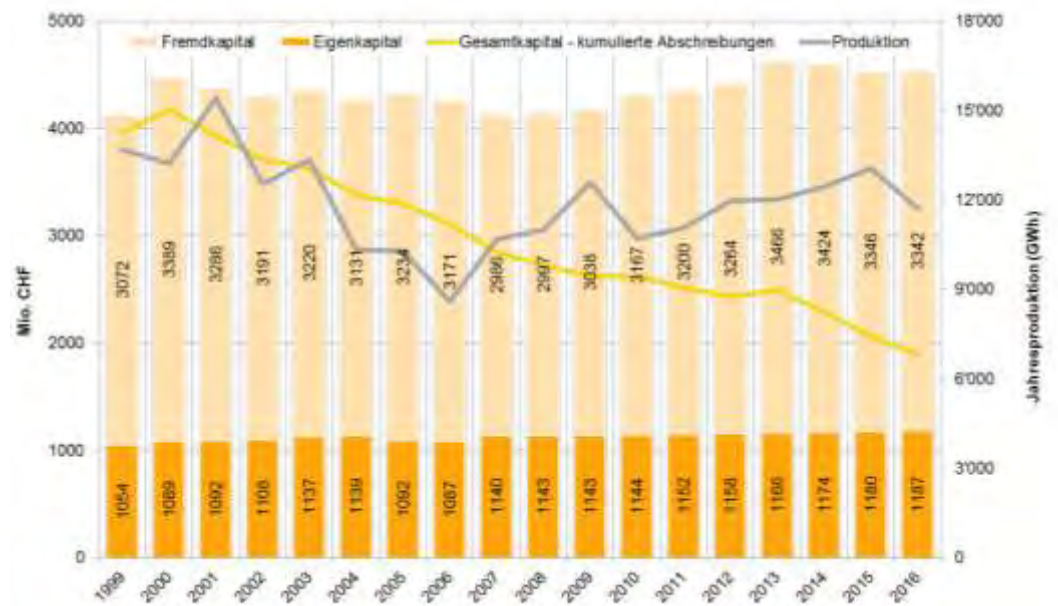
Quelle: Jahresberichte der Partnerwerke, SNB (2016)

2.3 Eigen- und Fremdkapital

Kaum Veränderungen

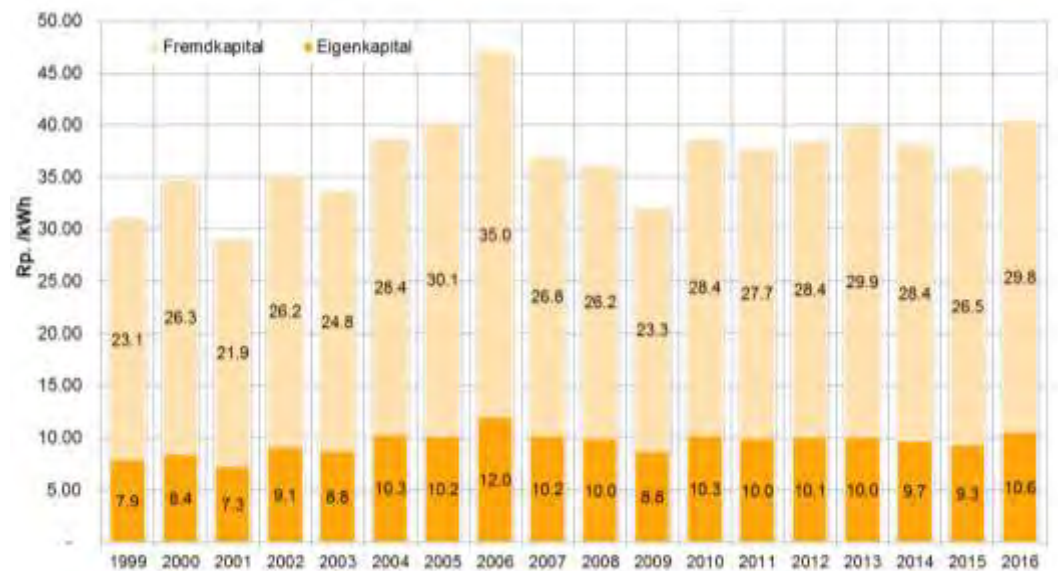
Seit 1999 ist das Eigenkapital der Partnerwerke^{SP} um 13 Prozent und das Fremdkapital um 9 Prozent angestiegen.

Abb. 4 Entwicklung von Eigen- und Fremdkapital der Partnerwerke in der Stichprobe (in CHF)



Quelle: BHP – Hanser und Partner AG basierend auf den Jahresberichten der Partnerwerke in der Stichprobe

Abb. 5 Entwicklung von Eigen- und Fremdkapital der Partnerwerke in der Stichprobe (in Rp./kWh)

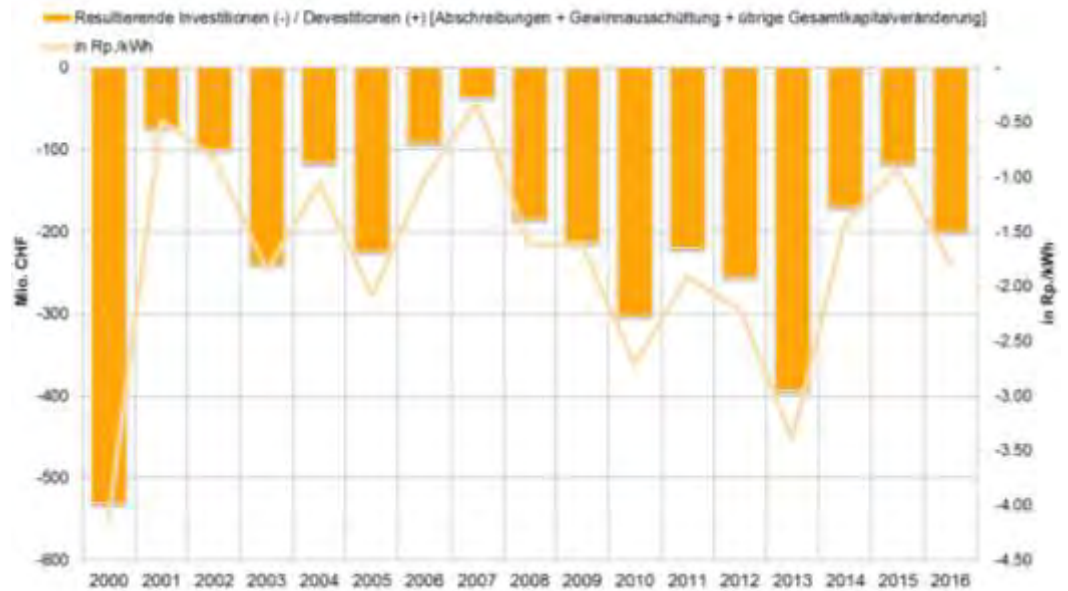


Quelle: Jahresberichte der Partnerwerke

Es wäre aufgrund der abnehmenden Dauer bis zum Heimfall zu erwarten, dass das investierte Kapital mit den Amortisationen laufend abnimmt (Gelbe Linie oben in der folgenden Abbildung als Orientierungsgrösse). Dies ist zwar geschehen, aber weniger stark als erwartet. Es ist daher zu vermuten, dass in den letzten Jahren umfangreiche Investitionen in die Kraftwerkanlagen vorgenommen wurden. Auch der Blick auf das (hier nicht detailliert dargestellte) Anlagevermögen der Partnerwerke^{SP} deutet in diese Richtung. Ein genauerer Blick auf die Investitionen zeigt denn auch, dass im betrachteten Zeitraum für die Kraftwerke in der Stichprobe wesentliche Investitionen vorgenommen wurden. Gründe dafür sind einerseits die gesetzlich vorgeschriebenen Gewässer-sanierungen, die oft mit einer gleichzeitigen Optimierung der Anlage einher gingen und andererseits Investitionen im Zusammenhang mit dem Heimfall, da einige Kraftwerke der Stichprobe im betrachteten Zeitraum neu konzidiert wurden (insb. Laufwasser-

kraftwerke). Die Heimfallthematik bewirkt auch, dass der Kapitaleinsatz pro Kilowattstunde bei den in der Stichprobe enthaltenen Laufwasserkraftwerken in den letzten Jahren leicht sinkend war. Insgesamt ist die Entwicklung bei Lauf- und Speicherkraftwerken ähnlich, wobei sich der Kapitaleinsatz bei Laufwasserkraftwerken aufgrund des geringeren Investitionsbedarfs auf einem deutlich tieferen Niveau bewegt.

Abb. 6 Implizite Investitionen der Partnerwerke in der Stichprobe (Schätzung)



Quelle: BHP – Hanser und Partner AG basierend auf den Jahresberichten der Partnerwerke in der Stichprobe

2.4 Zusammenfassende Betrachtung

Durchschnittliche Produktionskosten^{SP} seit 1999 auf Niveau von 5.1 Rp./kWh

Aufgrund der verwendeten Stichprobe ist davon auszugehen, dass die Produktionskosten der Wasserkraft seit dem Jahr 1999 durchschnittlich 5.1 Rp./kWh betragen. Sie haben sich insofern verändert, als dass die Abgaben zuhanden der öffentlichen Hand (Wasserzinsen und Steuern) um rund 0.5 Rp./kWh erhöht wurden und seitens Finanzaufwand eine Entlastung von rund 0.4 Rp./kWh erfolgte. Aufgrund von Investitionen im betrachteten Zeitraum veränderte sich das Niveau des investierten Kapitals nur unwesentlich.

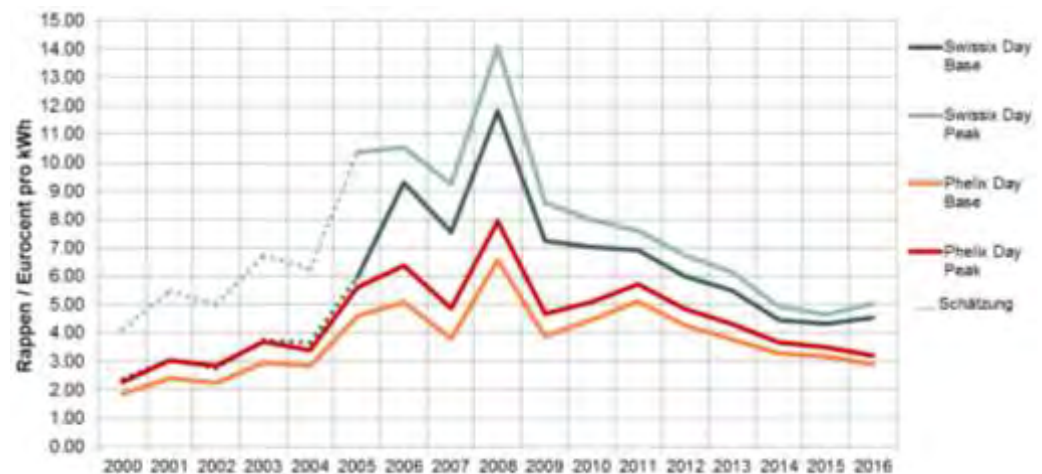
3 Markt- und Konsumentenpreise für Elektrizität

3.1 Marktpreise

Marktpreise Swissix erst ab 2006 verfügbar

Die Marktpreise werden seit 2006 durch den Swissix abgebildet. Für die Jahre 2000 bis 2005 wurde der Marktpreis auf der Basis des Phelix geschätzt. Dazu wurde die Differenz von Swissix und Phelix (Day Base, Peak) der Jahre 2006 bis 2016 als Faktor berechnet und auf den Phelix der Jahre 2000 bis 2005 angewandt. Die Marktpreise wurden zu laufenden Wechselkursen (Jahresmittelwerte) von Euro in Schweizer Franken umgerechnet.

Abb. 7 Entwicklung der Marktpreise (Schätzung)



Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von EEX (2017)

3.2 Konsumentenpreise

Konsumentenpreise nicht gleich Marktpreise

Für die Berechnung der Erträge der Wasserkraft sind die tatsächlich von Konsumenten bezahlten Elektrizitätspreise relevant. Bis 2009 bestand keine Wahlmöglichkeit des Energieversorgers, d.h. alle Konsumenten haben die Tarife ihres jeweiligen EVU bezahlt. Seit 2009 unterscheiden sich die durchschnittlich bezahlten Konsumentenpreise von den durchschnittlichen Tarifen der EVU, da Konsumenten mit einem Bedarf von mehr als 100 MWh pro Jahr die Möglichkeit haben, in den freien Markt zu wechseln und ihren Versorger selbst zu wählen. Konsumenten mit einem geringeren Bedarf bezahlen nach wie vor die Tarife ihres jeweiligen EVU.

In diesem Kapitel analysieren wir die durchschnittlichen Konsumentenpreise der letzten Jahre. Dabei gehen wir von den Konsumentenpreisen seit 2009 aus, da diese von der EICom erhoben und transparent ausgewiesen werden. Anschliessend schätzen wir auf dieser Basis die Konsumentenpreise vor 2009.

Konsumentenpreise ab 2009

Ab 2009: Konsumentenpreise = Mischung Tarife EVU und Marktpreise

Seit 2009 ist der Markt für Konsumenten mit einem Jahresbedarf von mehr als 100 MWh liberalisiert und ein zunehmender Anteil an Grosskunden ist im liberalisierten Marktumfeld aktiv. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, welcher Anteil des Stromverbrauchs sich direkt an den Marktpreisen orientiert. Der Anteil hängt im Wesentlichen von der Anzahl und der Wechselrate von Grosskunden ab.

Zunehmende Nutzung des freien Marktes

Gemäss EICom (2015, 2016) haben rund ein Prozent der Endverbraucher das Recht auf Marktzugang. Diese konsumieren ca. 22 TWh Elektrizität. Die Wechselraten sind

seit der Marktöffnung kontinuierlich gestiegen. 2016 machen 56 Prozent der marktberechtigten Endverbraucher vom freien Marktzugang Gebrauch. Somit orientieren sich 16.3 TWh Endverbrauch direkt an den Marktpreisen, d.h. ca. 28 Prozent des Landesverbrauchs. Es ist davon auszugehen, dass sie gegenüber den Marktpreisen einen Aufschlag von wenigen Prozenten für die Bereitstellung der Energie an die EVU bezahlen.¹⁰

Diejenigen EVU, welche über keine oder wenig eigene Elektrizitätsproduktion verfügen, beschaffen ebenfalls am Markt. Die Kunden dieser EVU können daher als „quasi-liberalisiert“ betrachtet werden. Da sie ihren Elektrizitätslieferanten nicht frei wählen können, sind sie dennoch an die Tarife des EVU gebunden, welcher sich aber am Markt orientiert. D.h. die Tatsache, dass ein Teil der Konsumenten „quasi-liberalisiert“ ist, bildet sich in den sinkenden Durchschnittstarifen der EVU ab.

Tab. 2 Wechselraten aller Endkonsumenten mit mehr als 100 MWh p.a.

	Marktberechtigte Endverbraucher, welche vom freien Marktzugang Gebrauch gemacht haben		Gesamter Endverbrauch Schweiz (GWh)	Anteil bezogene Energiemenge an Endverbrauch (in %)
	in % aller marktberechtigten Endverbraucher	Bezogene Energiemenge (GWh)		
2011	7%	2'860	58'599	5%
2012	9%	4'400	58'973	7%
2013	13%	6'160	59'323	10%
2014	27%	10'340	57'466	18%
2015	33%	11'660	58'246	20%
2016	56%	16'280	58'239	28%

Quelle: EICom (2015)

Hochgerechnet auf alle Konsumenten ergibt sich dadurch eine seit 2009 stetig grösser werdende Differenz zwischen den Energietarifen gemäss EICom und den tatsächlich bezahlten Energiepreisen. Im Jahr 2016 lag der tatsächlich durch die Konsumenten bezahlte durchschnittliche Energiepreis aufgrund der hier dargestellten Berechnungen bei 6.35 Rp./kWh, d.h. 0.7 Rp./kWh unter dem durchschnittlichen Energietarif von 7.05 Rp./kWh.

Die hier dargestellten Berechnungen entsprechen der Zuordnung von Energiemengen an die Konsumenten gemäss dem Bundesgerichtsurteil zu den Energiekosten, welches am 20. Juli 2016 gefällt wurde.¹¹ Das Bundesgerichtsurteil wird Änderungen für die Preisbildung und die Margenverteilung nach sich ziehen, welche aber zum heutigen Zeitpunkt nicht vollständig absehbar sind.¹²

¹⁰ Für das Jahr 2017 ist die Wechselrate weiter angestiegen (Elcom 2016): Von 56 Prozent im Jahr 2016 auf 63 Prozent im Jahr 2017. Insgesamt 79 Prozent der von den Grossverbrauchern bezogenen Energie wird am freien Markt gehandelt.

¹¹ **Bundesgerichtsurteil vom 20. Juli 2016 (2C_681/2015, 2C_682/2015):** Die EICom verteilt die Kosten des Energieportfolios (Eigenproduktion und Einkauf) auf die Endverbraucher in der Grundversorgung und die freien Kunden entsprechend den gelieferten Energiemengen. Das Bundesgericht bestätigte, dass diese sog. „Durchschnittspreis-Methode“ gesetzmässig ist. Dadurch wird sichergestellt, dass Preisvorteile der Netzbetreiber aufgrund ihres Marktzugangs anteilmässig auch an die Endverbraucher in der Grundversorgung weitergegeben werden (Art. 6 Abs. 5 StromVG). Im Gegensatz dazu ist es unzulässig, die Eigenproduktion lediglich an die Endverbraucher in der Grundversorgung und den Einkauf lediglich den freien Kunden anzulasten, da somit nur die freien Kunden von Preisvorteilen profitieren würden.

¹² Siehe u.a. Energiate Meldung vom 28. September 2016 („Kunden im liberalisierten Markt sehr preissensitiv“)

Konsumentenpreise bis 2009

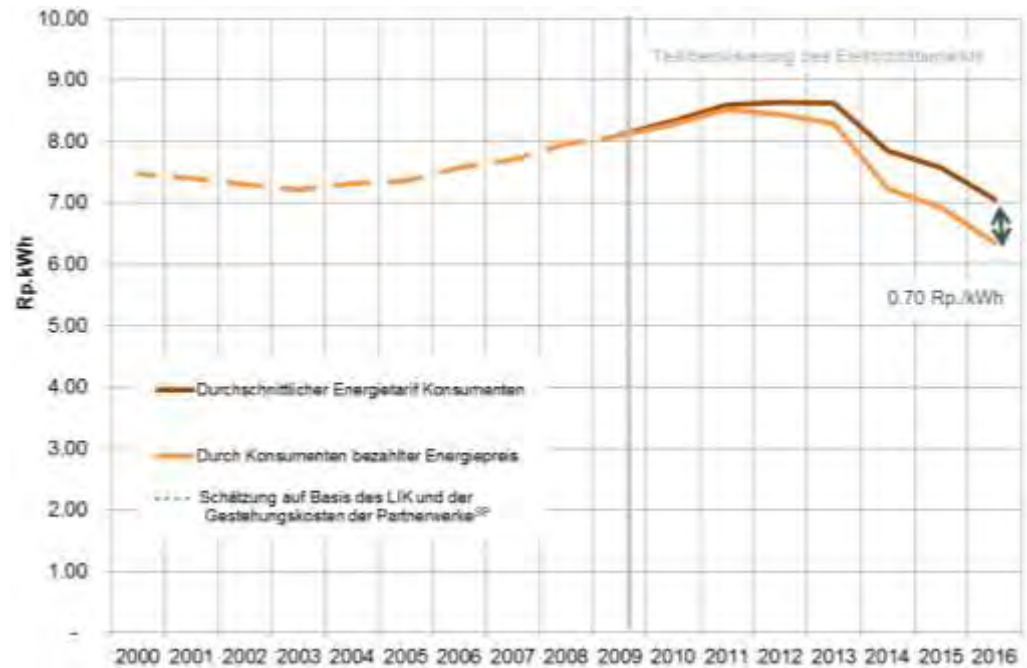
Bis 2009: Schätzungen

Zur Berechnung der theoretisch erzielbaren Gewinne im Schweizer Markt sind Schätzungen zu den Elektrizitätspreisen vor 2009 notwendig, resp. den Tarifen der EVU. Direkte Angaben sind nicht verfügbar, da diese nicht erhoben wurden. Zur Annäherung haben wir die folgenden Daten verwendet:

- Landesindex der Konsumentenpreise (LIK) für Elektrizität (Indexiert, Basisjahr 2015)
- Gestehungskosten der Partnerwerke^{SP} (gleitender Dreijahresdurchschnitt zur Glättung einzelner Ausreisser)

Der LIK zeigt die Entwicklung der gesamten Elektrizitätskosten auf, d.h. die Kosten von Energie und Netznutzung sowie allfälligen weiteren Gebühren. Es ist daher davon auszugehen, dass er die Kostensteigerung tendenziell überschätzt. Die Partnerwerke^{SP} zeigen die Entwicklung der Produktionskosten auf. Ein auf den Produktionskosten basierender Index vernachlässigt die Gemeinkosten und dürfte die Kostensteigerung bei der Energie unterschätzen. Wir kombinieren daher diese beiden Masse und bilden den Mittelwert zur Schätzung der von den Konsumenten tatsächlich bezahlten Energiepreise vor 2009.

Abb. 8 Entwicklung von Energietarifen und von Endkonsumenten bezahlten Energiepreisen (Schätzung)



Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von ECom (2015,2016), EEX (2017), BFS (2017)

4 Gewinne der Wasserkraft im Schweizer Markt

Einleitung

Vom Bruttogewinn zum theoretischen Nettogewinn

In Kapitel 3 sind verschiedene Grundlagen dargestellt worden, mit deren Unterstützung die Gewinne geschätzt werden können, welche in der Vergangenheit durch die Schweizer Wasserkraft erzielt wurden. In Kapitel 4 gehen wir von einem abgeschotteten Markt aus, d.h. es besteht keine spekulative Handelstätigkeit und die gesamte in der Schweiz produzierte Wasserkraft wird auch in der Schweiz abgesetzt. Für die Berechnungen haben wir unterschiedliche Annahmen getroffen:

- Die **Bruttomarge des Gross- und Detailhandels** entspricht dem Erlös durch den Verkauf von Elektrizität an Endkonsumenten abzüglich der Beschaffungskosten (Jahreskosten der Partnerwerke^{SP})
- Die (gemeinsame) **Nettomarge des Gross- und Detailhandels** entspricht der Bruttomarge des Gross- und Detailhandels abzüglich der Gemeinkosten der beiden Stufen.
- **Gemeinkosten** sind Kosten für die Vermarktung der Energie der Partnerwerke, d.h. Einkauf & Handel sowie Vertrieb. Kosten für zentrale Dienste sind nicht in den Gemeinkosten enthalten. Aufgrund der Analyse von Geschäftsberichten und Branchengesprächen gehen wir auf der Grosshandelsstufe von Gemeinkosten in der Höhe von 0.6 Rp./kWh¹³ für die Energievermarktung in der Schweiz aus. Für die Gemeinkosten auf Detailhandelsstufe Schweiz gehen wir von 1.6 Rp./kWh aus.¹⁴ Da diese Werte stark fixkostengetrieben sind, können die Werte für Unternehmen im Einzelfall wesentlich von den angenommenen Durchschnittswerten abweichen.

Entwicklung der Margen

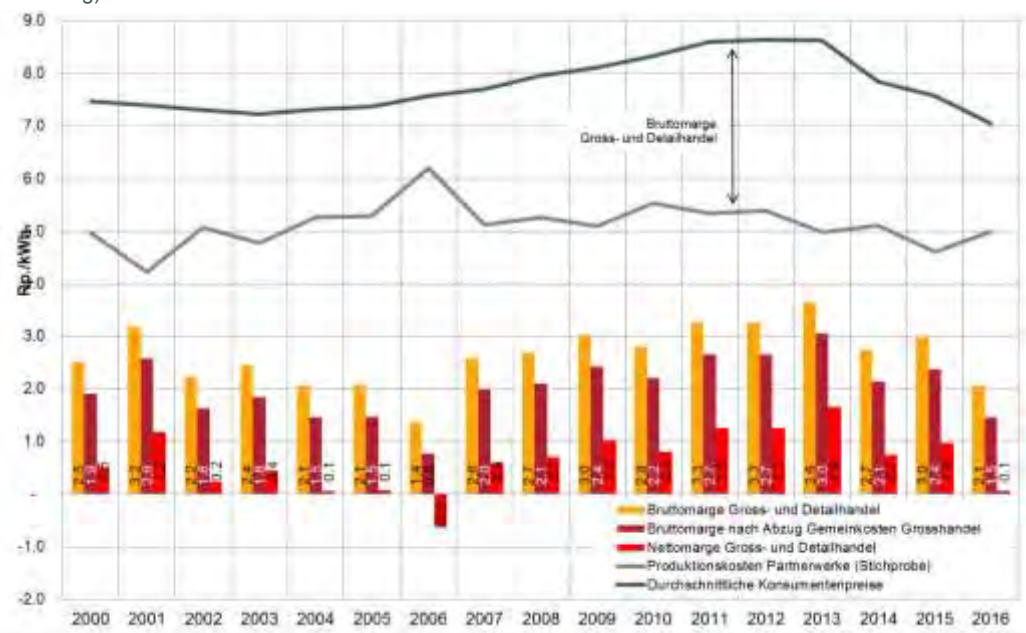
Nettomarge im CH-Markt nach wie vor vorhanden

Durch den Verkauf von Schweizer Wasserkraft im Schweizer Elektrizitätsmarkt konnten unter den in diesem Bericht getroffenen Annahmen in den letzten 15 Jahren durchgehend Gewinne erzielt werden, da die Produktionskosten deutlich unterhalb der Konsumentenpreise lagen. Die Bruttomarge des Gross- und Detailhandels betrug im Jahr 2000 2.6 Rp./kWh. Nach einem zwischenzeitlichen Rückgang zu Beginn der Nullerjahre lag sie in den letzten Jahren deutlich über dem langjährigen Durchschnitt von 2.6 Rp./kWh. Die Nettomarge des Gross- und Detailhandels lag in den letzten Jahren bei durchschnittlich 0.6 Rp./kWh. Die Verteilung der Nettomarge zwischen Gross- und Detailhandel ist dabei abhängig von der Entwicklung der Gestehungskosten, des Swissex und der von den Endkonsumenten bezahlten Strompreise.

¹³ Swisselectric (2015) definiert die Gemeinkosten auf Grosshandelsstufe als Kosten für die zentralen Dienste und die Energievermarktung. Insgesamt liegt die Schätzung der Gemeinkosten von Swisselectric (2015) bei 0.8 Rp./kWh, d.h. 0.2 Rp./kWh höher als in diesem Bericht angenommen.

¹⁴ Diese Schätzung basiert auf der Analyse von Geschäftsberichten einzelner EVU und Studien, siehe z.B. Energy Brainpool (2013).

Abb. 9 Entwicklung der Nettomarge des Gross- und Detailhandels in den Jahren 2000 bis 2016 (Schätzung)



Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von BFE (2017a), EICom (2016), BFS (2016)

Zusammenfassende Betrachtung

Bruttomarge von mehr als 2 Rp./kWh

Im Geschäft innerhalb der Schweiz hätte die Elektrizität aus Wasserkraft während den letzten 16 Jahren gewinnbringend verkauft werden können. Die theoretisch erreichbare Bruttomarge abzüglich der Gemeinkosten des Grosshandels liegt über die gesamte Branche gesehen auch im Jahr 2016 noch bei über zwei Rappen pro Kilowattstunde. Grund dafür ist die Tatsache, dass die Tarife der EVU gemäss EICom deutlich über den Gestehungskosten liegen. Bei der konkreten Höhe der Nettomarge sind die angenommenen Gemeinkosten entscheidend. Aufgrund unserer Schätzungen liegen diese auf Stufe Grosshandel bei ca. 0.6 Rappen pro Kilowattstunde Elektrizität, wobei die Spannweite der einzelnen Unternehmen erheblich sein dürfte.

Innerhalb der Branche deutliche Unterschiede bzgl. Margen vorhanden

Die Auswertungen zum Schweizer Markt zeigen auch, dass sich die individuellen Margen stark nach Eigenproduktionsgrad, Grösse und Kundenportfolio unterscheiden. Vergleichsweise kleine Unternehmen mit grossen Anteilen an Eigenproduktion und eher wenigen gebundenen Kunden dürften in den vergangenen Jahren deutlich niedrigere Margen erzielt haben als grössere Unternehmen mit gebundenen Kunden und wenig Eigenproduktion.

Gross- und Detailhandel mit (teilweise) unterschiedlicher Entwicklung

Die konkrete Aufteilung der gemeinsamen Nettomarge zwischen Gross- und Detailhandel auf die beiden Stufen hängt von unterschiedlichen Faktoren ab, insbesondere der Entwicklung der Börsenpreise (Swissix):

- Liegen die Börsenpreise nahe bei den Produktionskosten, so reduziert dies die Nettomarge des Grosshandels. Sinken sie unter die Produktionskosten (wie aktuell teilweise der Fall), sind die Gemeinkosten nicht mehr vollständig gedeckt.
- Liegen die Börsenpreise nahe bei den Konsumentenpreisen, so reduziert sich die Nettomarge des Detailhandels zugunsten der Marge des Grosshandels.

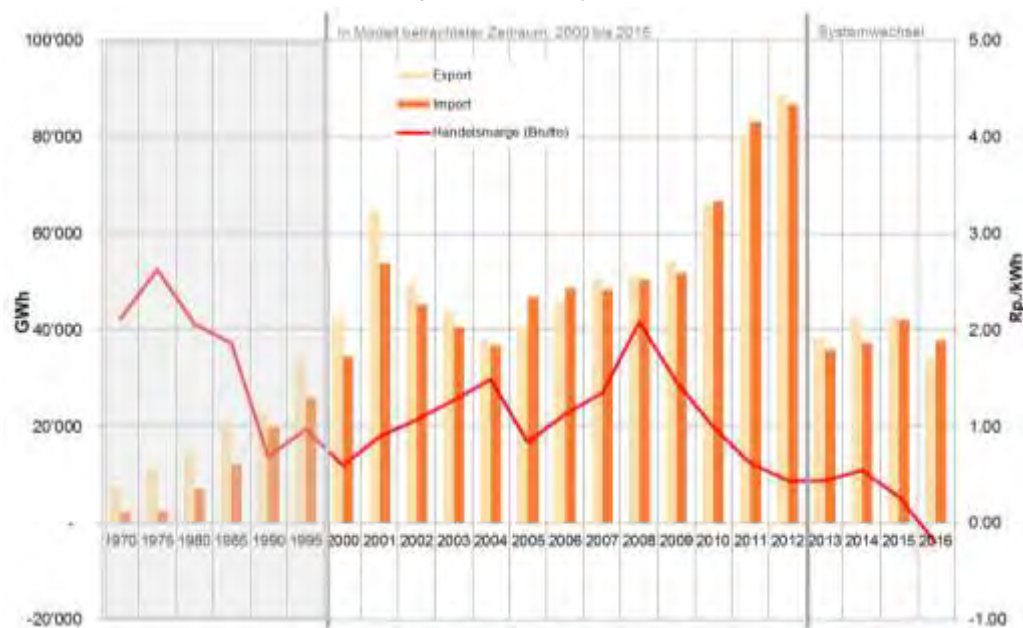
5 Aussenhandel

Einleitung

Aussenhandel mit steigenden Volumina seit den 1970er Jahren

In Kapitel 4 sind wir bei der Analyse der Gewinne der Schweizer Wasserkraft davon ausgegangen, dass die gesamte Wasserkraftproduktion in der Schweiz abgesetzt wurde und kein internationaler Handel betrieben wird. In der Realität ist das Aussenhandelsvolumen¹⁵ der Schweiz seit den 1970er Jahren kontinuierlich angestiegen. Die Handelsmarge, d.h. die Differenz zwischen den durchschnittlichen jährlichen Export- und Importpreisen lag zwischen den Jahren 2000 und 2010 mehrheitlich deutlich über einem Rappen pro Kilowattstunde. 2015 lag sie bei 0.27 Rp./Kilowattstunde gehandelter Elektrizität und 2016 war sie mit -0.2 Rp./kWh im negativen Bereich.

Abb. 10 Entwicklung des Schweizer Aussenhandels mit Elektrizität seit 1975 (basierend auf dem vertraglichen, handelsbasierten Aussenhandel pro Viertelstunde)



2013 wurde infolge der Umstrukturierungen (Fusionen, etc.) von Handelsabteilungen in der Elektrizitätswirtschaft die Systematik angepasst. Konkret wurden handelsbasierte Einfuhr- und Ausfuhrmengen, welche bisher zum Teil brutto zwischen den Stromhändlern anfielen, neu strikter innerhalb der Unternehmen „genettet“.

Quelle: BFE (2017a)

Die Differenz zwischen den für importierte Elektrizität bezahlten und für exportierte Elektrizität erhaltenen Preise pro Kilowattstunden waren dabei in den Jahren 2004 bis 2009 vergleichsweise hoch und sind anschliessend wieder deutlich gesunken.

Es stellt sich daher die Frage, welche Gewinne durch Schweizer Wasserkraft im Aussenhandel möglich waren.

- Welche Gewinne wurden seit dem Jahr 2000 im Aussenhandel mit Elektrizität erzielt?
- Welcher Anteil dieser Gewinne ist dem Export von Schweizer Wasserkraft zuzuordnen?

Die erste Frage kann mithilfe der Aussenhandelsstatistik der Elektrizitätswirtschaft beantwortet werden. Die zweite Frage lässt sich nur näherungsweise beantworten, da sich die Herkunft von Elektrizität physikalisch nicht ermitteln lässt. Um eine Zuordnung vom

¹⁵ Die Statistik des Aussenhandels zeigt den Wert der Im- und Exporte in CHF und der damit verbundenen Lieferversprechen basierend auf den geschlossenen Verträgen der Unternehmungen. Die Zahl entspricht den Nettoverpflichtungen und ist um spekulative Positionen, die im Handel wieder glattgestellt wurden korrigiert. Ab 2013 wurde für die Nettobetrachtung Unternehmensgruppen betrachtet und nicht juristische Einheiten.

Verbrauch zur Produktion machen zu können, wurde das HKN-System eingeführt. Bei der Produktion von Strom werden Herkunftsnachweise (HKN) generiert. Diese HKN können unabhängig von den physikalischen oder kommerziellen Stromflüssen frei gehandelt und auch ins Ausland exportiert werden. Wenn beim Stromverbrauch eine bestimmte Qualität geltend gemacht werden soll (z.B. Schweizer Wasserkraft), müssen die entsprechenden HKN entwertet werden. Das HKN-System ist somit ein Bilanzierungssystem, durch welches eine korrekte Zuordnung erfolgt und Doppelverkäufe ausgeschlossen werden können.¹⁶

Zur Ermittlung des Nettogewinns gehen wir vereinfachend von Handelskosten in der Höhe von 0.1 Rp./kWh aus. Dies entspricht einem Erfahrungswert der Branche und einer nicht repräsentativen Stichprobe. Der Wert kann in Abhängigkeit von der Kostenstruktur und den gehandelten Volumina bei einzelnen Unternehmen deutlich tiefer oder höher ausfallen.

5.1 Bruttogewinne im Aussenhandel

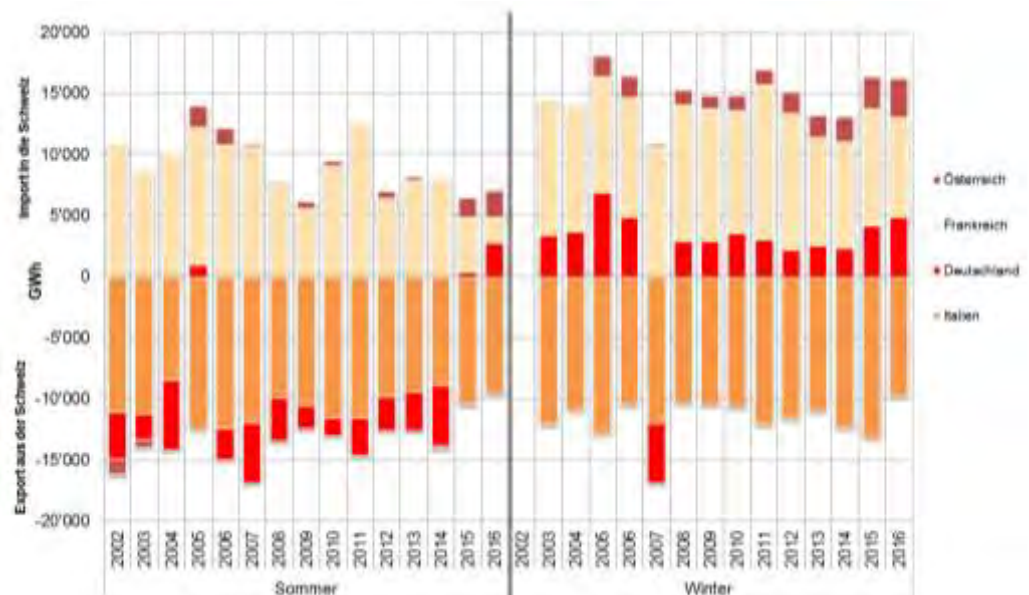
Aussenhandelssaldo nach GWh und Ländern

Import aus F, Export nach I

Wird die Aussenhandelsstatistik nach Ländern und Jahreszeiten ausgewertet, so zeigt sich in Bezug auf die Volumen das folgende Bild:

- Die Schweizer Unternehmen exportieren ganzjährig Elektrizität nach Italien und importieren sie aus Frankreich (sowie punktuell in deutlich geringeren Volumina auch aus Österreich).
- Die Aussenhandelsbilanz mit Deutschland ist saisonal unterschiedlich: Im Sommer wird Elektrizität i.d.R. nach Deutschland exportiert, im Winter von dort importiert. In den letzten zwei Jahren wurde ganzjährig Strom aus Deutschland importiert.

Abb. 11 Aussenhandelssaldo nach Ländern (GWh)



Quelle: BFE (2017a)

Bruttogewinne nach Ländern

Markante Importgewinne aus Frankreich

Der Aussenhandelsgewinn nach Ländern wird im Vergleich mit den Schweizer Börsenpreisen Swissix Day ahead Base berechnet. D.h. wir berechnen die Bruttogewinne im

¹⁶ Die HKN folgen aber weder dem physikalischen noch dem kommerziellen Stromfluss.

Import und Export und gewichten diese mit den Import- und Exportmengen pro Land (siehe untenstehende Tabelle). Insgesamt resultierte aus dem Aussenhandel in den Jahren 2004 bis 2016 ein Bruttogewinn von CHF 11.1 Mia. wovon gegen zwei Drittel (CHF 8.2 Mia.) auf den Handel mit Frankreich entfallen.

Tab. 3 Bruttogewinne im Aussenhandel 2004 bis 2016 nach Ländern in Mio. CHF (Schätzung)

	Frankreich	Deutschland	Italien	Österreich	Total
Import	7'961	494	-334	119	8'239
Export	239	-498	3'196	-75	2'862
Total	8'200	-5	2'862	44	11'101

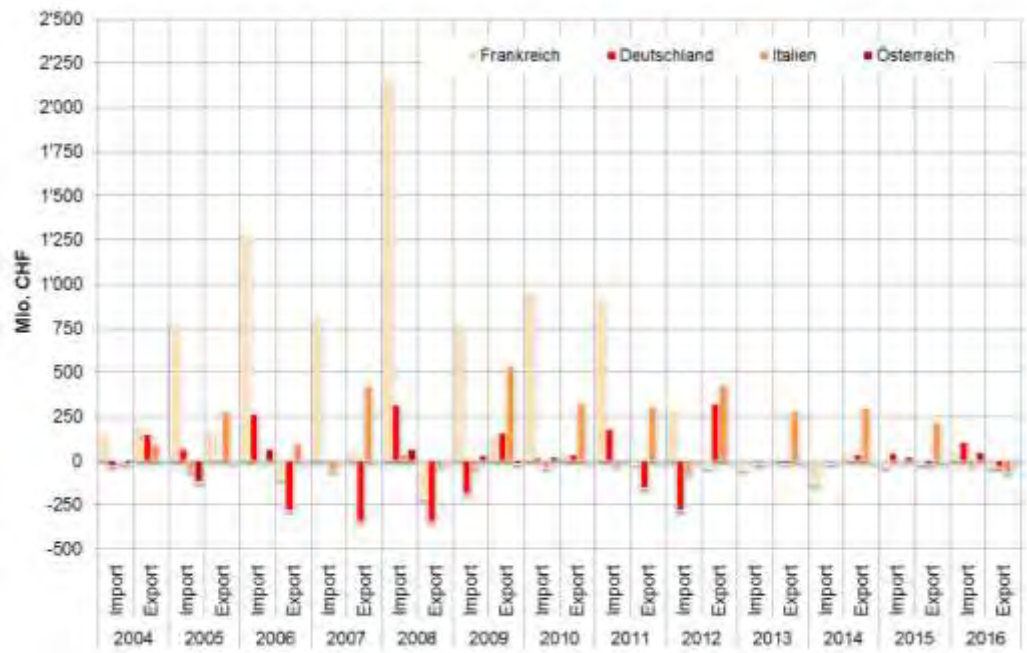
Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von BFE (2017a), EEX (2017), SNB (2017)

Tab. 4 Berechnungsbeispiele Aussenhandelsgewinne Brutto nach Ländern (Mio. CHF, zu laufenden Wechselkursen, Jahresdurchschnitte Swissix Day Base, Schätzung)

		Preise			Handelsvolumen						Bruttogewinne																				
		Swissix Day Base	Import	Export	Import	Export	Anteil Import	Import	Export	Total	Import	Export	Total	Import	Export	Total															
																	Rp./kWh			GWh			Mio. CHF			Rp./kWh			Mio. CHF		
2004	D	3.8	4.12	5.11	9'180	11'291	45%	379	11'291	11'670	-0.34	1.33	0.58	-31	150	118															
2004	F	3.8	3.14	7.76	25'487	5'060	83%	801	5'060	5'861	0.64	3.98	1.19	162	201	364															
2004	I	3.8	5.82	6.80	534	19'912	3%	31	19'912	19'943	-2.03	3.02	2.89	-11	602	591															
2004	A	3.8	4.89	4.18	1'608	1'489	52%	79	1'489	1'568	-1.10	0.40	-0.38	-18	6	-12															
Total					36'809	37'752	49%	1'289	37'752	39'041	0.79	2.54	1.42	102	959	1'061															
2005	D	6.1	5.65	6.22	13'291	5'505	71%	750	5'505	6'255	0.49	0.08	0.37	65	4	70															
2005	F	6.1	3.20	9.08	26'623	5'911	82%	852	5'911	6'763	2.93	2.94	2.93	781	174	955															
2005	I	6.1	8.20	7.12	2'856	28'260	9%	234	28'260	28'494	-2.06	0.99	0.71	-59	279	220															
2005	A	6.1	9.05	4.63	4'125	605	87%	373	605	978	-2.91	-1.50	-2.73	-120	-9	-129															
Total					46'895	40'281	54%	2'210	40'281	42'491	3.02	1.11	1.28	667	448	1'115															
2015	D	4.3	3.93	3.94	10'996	6'529	63%	432	6'529	6'961	0.38	-0.37	0.10	42	-24	18															
2015	F	4.3	4.46	4.16	25'119	11'065	69%	1'120	11'065	12'185	-0.15	-0.15	-0.15	-37	-17	-54															
2015	I	4.3	4.78	5.22	874	24'491	3%	42	24'491	24'533	-0.47	0.91	0.86	-4	222	218															
2015	A	4.3	3.92	3.43	5'207	999	84%	204	999	1'203	0.39	-0.88	0.19	20	-9	12															
Total					42'196	43'084	49%	1'798	43'084	44'882	0.12	0.40	0.23	22	173	195															
2016	D	4.5	3.63	3.68	11'940	4'339	73%	434	4'339	4'773	0.90	-0.85	0.43	108	-37	71															
2016	F	4.5	4.21	3.99	17'508	7'275	71%	738	7'275	8'013	0.32	-0.54	0.07	56	-39	16															
2016	I	4.5	5.50	4.22	2'534	21'844	10%	139	21'844	21'983	-0.96	-0.31	-0.38	-24	-69	-93															
2016	A	4.5	3.74	3.17	5'878	441	93%	220	441	661	0.79	-1.37	0.64	46	-6	40															
Total					37'860	33'899	53%	1'531	33'899	35'430	1.21	-0.45	0.05	185	-151	34															

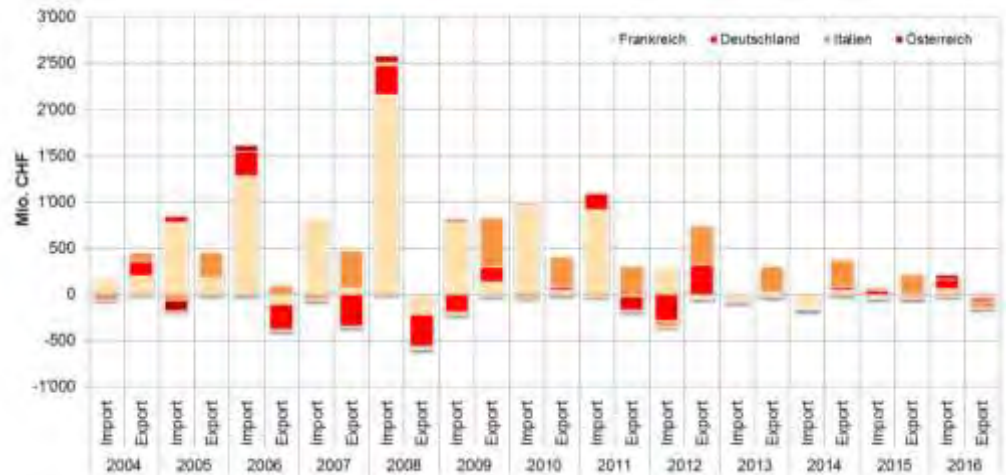
Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von BFE (2017a), EEX (2017), SNB (2017)

Abb. 12 Bruttogewinne im Aussenhandel nach Ländern, in Mio. CHF (Schätzung)



Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von BFE (2017a), EEX (2017), SNB (2017)

Abb. 13 Total Bruttogewinn im Aussenhandel, in Mio. CHF (Schätzung)



Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von BFE (2017a), EEX (2017), SNB (2017)

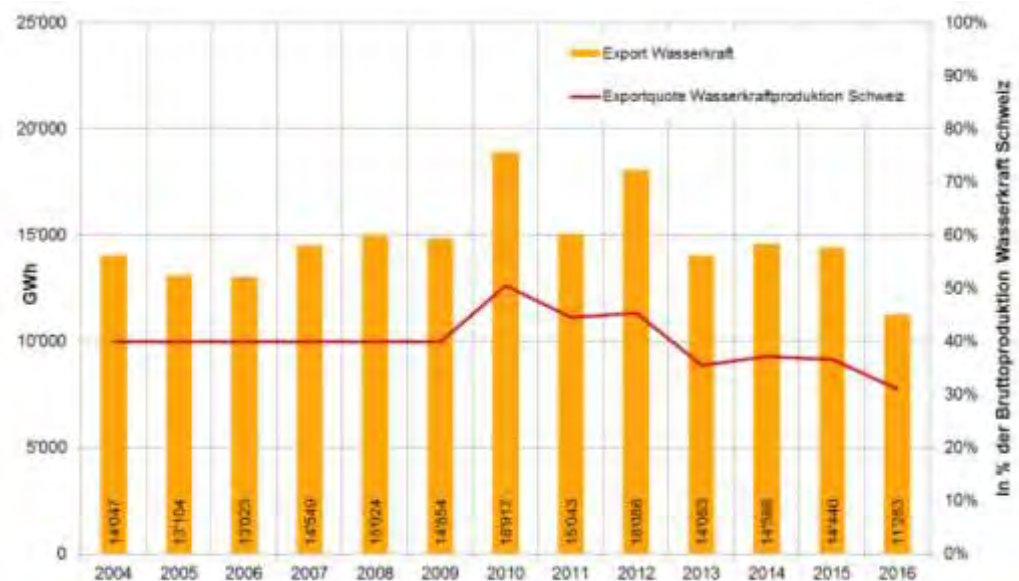
5.2 Nettogewinne durch den Export von Wasserkraft

5.2.1 Bedeutung der Wasserkraft für den Aussenhandel

Exportgewinne Italien = Wasserkraftgewinne

Die Auswertung der Herkunftsnachweise und des Landesverbrauchs zeigt, dass in den Jahren 2005 und 2009 rund 14 TWh Schweizer Wasserkraft exportiert wurden.¹⁷ 2010 bis 2012 ist das Exportvolumen auf 15 TWh bis 18 TWh angestiegen und anschliessend wieder auf 14 TWh gesunken. Die Exportquote der Schweizer Wasserkraft gemessen an der Bruttoproduktion liegt daher zwischen 36 und 51 Prozent.¹⁸

Abb. 14 Exportquote und -volumen der Wasserkraft (Schätzung)¹⁹



Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von BFE (2016a, 2016b), EEX (2017), SNB (2017)

5.2.2 Berücksichtigung der Handelsgemeinkosten

Zur Berechnung der Nettogewinne aus dem Export der Schweizer Wasserkraft gehen wir vereinfachend von der Annahme aus, dass die Schweizer Wasserkraft jeweils nach Italien exportiert wird und der Bruttogewinn der Differenz zwischen dem jeweiligen Swissix Spot Day Base und dem italienischen Exportpreis gemäss BFE entspricht. Der Nettogewinn entspricht dem Bruttogewinn abzüglich der unternehmerischen Gemeinkosten für den Handel, wobei von Handelskosten von 0.1 Rp./kWh ausgegangen wird. Die Kosten für die Grenzkapazitäten werden nicht berücksichtigt (vgl. Kapitel 5.2.3).

Die Berücksichtigung der Exportquote zeigt, dass in den Jahren 2004 bis 2016 durch den Export von Schweizer Wasserkraft insgesamt CHF 2.2 Mia. Nettogewinne erzielt wurden. Durchschnittlich resultierte ein Nettogewinn von 1.1 Rp. pro exportierte Kilowattstunde aus Wasserkraft. Wird der Nettogewinn, der durch den Export von Schwei-

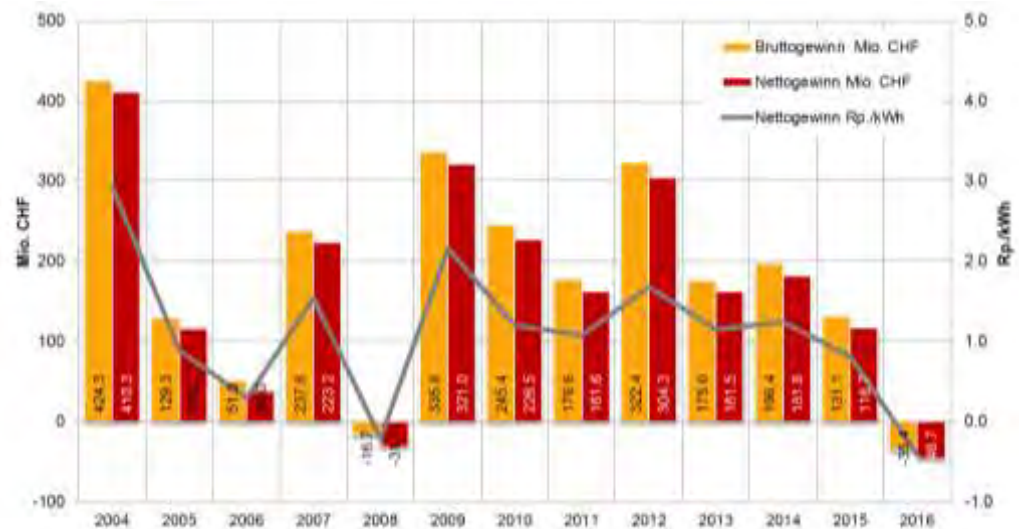
¹⁷ BFE (2009)

¹⁸ Es kann davon ausgegangen werden, dass die hier dargestellten Zahlen die tatsächliche Exportquote der Wasserkraft unterschätzen: 11 TWh des Elektrizitätsverbrauchs der Schweiz werden als „Graustrom“ bezeichnet und verfügen nicht über einen Herkunftsnachweis. Das BFE geht davon aus, dass die überwiegende Mehrheit dieser Elektrizität in der Form von Wasserkraft exportiert und in der Form von Atomstrom wieder importiert wurde. D.h. sie könnten rein rechnerisch der Exportquote der Schweizer Wasserkraft zugeordnet werden, welche für die Jahre 2004 bis 2015 zwischen 55 und 77 Prozent liegen würde.

¹⁹ Zum Zeitpunkt der Publikation dieser Studie sind für 2016 keine Zahlen verfügbar. Wir gehen daher für die weiteren Schätzungen des Jahres 2016 davon aus, dass die Exportquote unverändert bleibt.

zer Wasserkraft erzielt wird, auf die gesamte Bruttoproduktion der Schweizer Wasserkraft verteilt, ergibt sich ein Nettogewinn von durchschnittlich 0.5 Rp./kWh.

Abb. 15 Durch den Export von Schweizer Wasserkraft erzielte Brutto- und Nettogewinne (Schätzung)



Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von BFE (2016a, 2016b), EEX (2017), SNB (2017)

5.2.3 Berücksichtigung der Kosten für die Grenzkapazitäten

Argumentation Grenzkapazitäten

Bei der Berücksichtigung der Kosten für die Grenzkapazitäten können zwei Positionen eingenommen werden:

- **Betriebswirtschaftliche Argumentation:** Einerseits kann argumentiert werden, dass die Kosten für Grenzkapazitäten von den Bruttogewinnen abzuziehen sind, da ein Handel ohne die Beschaffung der Grenzkapazitäten nicht möglich wäre. Entsprechend wäre der Nettogewinn aus Sicht der Unternehmen um diesen Betrag zu reduzieren.
- **Volkswirtschaftliche Argumentation:** Die Kosten für die Grenzkapazitäten werden an die Übertragungsnetzbetreiber bezahlt. Dieser setzt diese Einnahmen dafür ein, die Netzkapazitäten zu unterhalten und die Netzkosten zu senken. Damit findet eine Verlagerung von Gewinnen mit der Energie zugunsten der Kosten für die Netze statt. Es wäre auch denkbar, dass Swissgrid die Einnahmen der Branche nach einem bestimmten Schlüssel zurückvergütet (im Sinne einer reinen Lenkungsabgabe). In einem solchen Fall würden die Kosten der Grenzkapazitäten auf Branchenebene neutralisiert.

Aus Sicht der Wasserkraftkantone ist die volkswirtschaftliche Position massgebend, da Gewinne aus der Wasserkraft lediglich in ein anderes Feld verschoben werden. Entsprechend haben wir bei den Nettogewinnen in Kapitel 5.2 keine Kosten für Grenzkapazitäten berücksichtigt.

Kosten Grenzkapazitäten

Zunehmende Kosten für Grenzkapazitäten

Die Auktionierung von Netzengpässen bei grenzüberschreitenden Lieferungen wird aufgrund eines gesetzlichen Auftrags von Swissgrid koordiniert. Dabei gelten die folgenden Grundsätze:

- Die Kosten werden von demjenigen Unternehmen bezahlt, welches die Transaktion auslöst.

- Die Hälfte der an den Schweizer Grenzen erzielten Erlöse bleiben in der Schweiz, die übrigen Erlöse gehen in die jeweiligen Länder Frankreich, Deutschland, Italien oder Österreich.

Zwischen 2009 und 2016 sind die Erlösanteile der Schweiz aus der Auktionierung von CHF 87.7 Mio. auf CHF 124.0 Mio. gestiegen. Der wesentliche Treiber der Auktionserlöse ist gemäss Swissgrid der Unterschied zwischen den Marktpreisen in Italien und in Deutschland. Zwischen 2011 und 2012 ist dieser Unterschied gestiegen, was eine zunehmende Zahlungsbereitschaft für Grenzkapazitäten auf Seiten des Stromhandels zur Folge hatte. Aufgrund der Marktsituation 2016 sind die Erlöse wieder leicht zurückgegangen (2015: CHF 135 Mio., 2016: CHF 124 Mio.).

Zwischen 2009 und 2012 wurde pro physikalisch exportierte oder importierte Kilowattstunde Elektrizität vom Schweizer Unternehmen 0.08 Rp./kWh bis 0.20 Rp./kWh für Grenzkapazitäten bezahlt. Aufgrund der angepassten Methodik der Aussenhandelsstatistik (siehe Kommentar zu Abb. 10) haben sich die Kosten in Rappen pro Kilowattstunde auf vertraglicher Basis seither der physikalischen Basis angenähert.

Tab. 5 Auktionierung der Netzengpässe: Entwicklung der Erlösanteile der Schweiz (2009 bis 2016)

<i>Erlösanteil Schweiz</i>	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
In Mio. CHF	87.7	82.7	97.8	156.8	135.1	128.0	135.0	124.0
In Rappen pro physikalisch exportierter/importierter kWh	0.14	0.12	0.15	0.24	0.22	0.20	0.20	0.19
In Rappen pro kWh pro vertraglich exportierter/importierter kWh	0.08	0.06	0.06	0.09	0.18	0.16	0.16	0.17

Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von Swissgrid (2017) und BFE (2017a)

Tab. 6 Entwicklung des physikalischen und vertraglichen Aussenhandels der Schweiz (2009 bis 2016)

<i>Aussenhandel in GWh</i>	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Physikalisch ²⁰	64'893	66'282	67'061	65'298	62'144	62'551	69'101	64'269
Vertraglich ²¹	105'905	132'826	163'633	175'558	74'429	80'091	85'327	71'822

Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von Swissgrid (2017) und BFE (2017a)

Auswirkungen auf Nettogewinne

Zur Berechnung der hypothetischen Nettogewinne im Schweizer Aussenhandel nach Abzug der Kosten für Grenzkapazitäten gehen wir von folgenden Annahmen aus:

- Die Hälfte der Transaktionen, die Grenzkapazitäten benötigen, wird von Unternehmen in der Schweiz ausgelöst.²²
- Die Kosten für Grenzkapazitäten an den jeweiligen Grenzen werden entsprechend dem Import-/Exportvolumen an der entsprechenden Grenze auf den Import und den Export aufgeteilt.

²⁰ Gemäss BFE (2017a), Tabelle 29b

²¹ Gemäss BFE (2017a), Tabelle 42

²² Aufgrund der vielzitierten Funktion der Schweiz als „Stromdrehscheibe“ innerhalb Europas und der hohen Bedeutung von Handelstätigkeiten mit Italien und Deutschland gehen wir davon aus, dass dieser Wert allenfalls zu tief ist und sich zudem von Grenze zu Grenze unterscheidet. Eine genauere Annahme würde allerdings eine detaillierte Befragung von Akteuren bedingen, dies sprengt den Rahmen der vorliegenden Studie.

- Gemäss Swissgrid entfällt rund die Hälfte der Grenzerlöse auf die Grenze nach Italien, ein gutes Viertel auf die Grenze nach Deutschland und etwa ein Sechstel auf die Grenze nach Österreich. Der Rest entfällt auf die Grenze nach Frankreich. Diese Aufteilung ist seit 2009 konstant.

Die Berücksichtigung der Grenzkapazitäten schmälert aus betriebswirtschaftlicher Sicht eines einzelnen Unternehmens die Gewinnmargen im Exportgeschäft. Auch nach Abzug der an den einzelnen Grenzen anfallenden Kosten bleibt die Marge im Exportgeschäft nach Italien höher als im Exportgeschäft mit den weiteren Nachbarländern. Im Jahr 2015 war Italien das einzige Nachbarland mit einer positiven Nettomarge nach Abzug der Kosten für Grenzkapazitäten, im Jahr 2016 resultierte auch an dieser Grenze ein Minus.

Insgesamt haben die Kosten für Grenzkapazitäten die Nettogewinne durch den Export von Schweizer Wasserkraft in den Jahren 2009 bis 2016 geschmälert. Die sinkenden Nettogewinne nach Grenzkapazitäten sind auf zwei Faktoren zurückzuführen:

- Die Bruttomargen im Aussenhandel sind deutlich gesunken
- Die Kosten für Grenzkapazitäten sind deutlich gestiegen

Tab. 7 Wirkung der Kosten für Grenzkapazitäten auf die Nettogewinne durch den Export von Wasserkraft (Gemessen an den exportierten kWh Wasserkraft) (Schätzung, 2009 bis 2016)

	Nettogewinn vor Grenzkapazitäten (siehe Kap. 5.2.2)		Nettogewinn nach Grenzkapazitäten		Differenz	
	Rp./kWh	Mio. CHF	Rp./kWh	Mio. CHF	Mio. CHF	In %
2009	2.2	320.98	1.99	296.16	-24.81	-8%
2010	1.2	226.49	1.05	198.28	-28.20	-12%
2011	1.1	161.57	0.90	135.74	-25.83	-16%
2012	1.7	304.28	1.38	250.38	-53.90	-18%
2013	1.1	161.50	0.87	122.84	-38.67	-24%
2014	1.2	181.84	0.97	141.15	-40.69	-22%
2015	0.8	116.68	0.54	78.25	-38.43	-33%
2016	-0.4	-46.69	-0.67	-75.39	-28.70	-61%

Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von Swissgrid (2017) und BFE (2017a)

5.3 Zusammenfassende Betrachtung

Über den betrachteten Zeitraum wurden im Aussenhandel unter Annahme von Gemeinkosten für die Handelstätigkeit (0.1 Rp./kWh) netto im Mittel 1.20 Rp. pro exportierte kWh Wasserkraft erwirtschaftet.

Werden die Nettogewinne des Exportgeschäfts auf die gesamte Bruttoproduktion der Schweizer Wasserkraft aufgeteilt, so ergibt sich ein durchschnittlicher Nettogewinn von 0.46 Rp./kWh für die Jahre 2004 bis 2016.

6 Wertigkeit der Wasserkraft

Berücksichtigung
des Mehrwerts auf-
grund der Flexibilität

Wasserkraft ist in Bezug auf die zeitliche Bereitstellung flexibler als andere Energieproduktionsarten. Dadurch können Stunden mit höheren Preisen ausgenutzt werden. Wie hoch der Zuschlag für diese Wertigkeit der Wasserkraft ist, hängt von der Preisspanne zwischen Base- und Peakpreisen sowie dem Kraftwerkstyp ab.

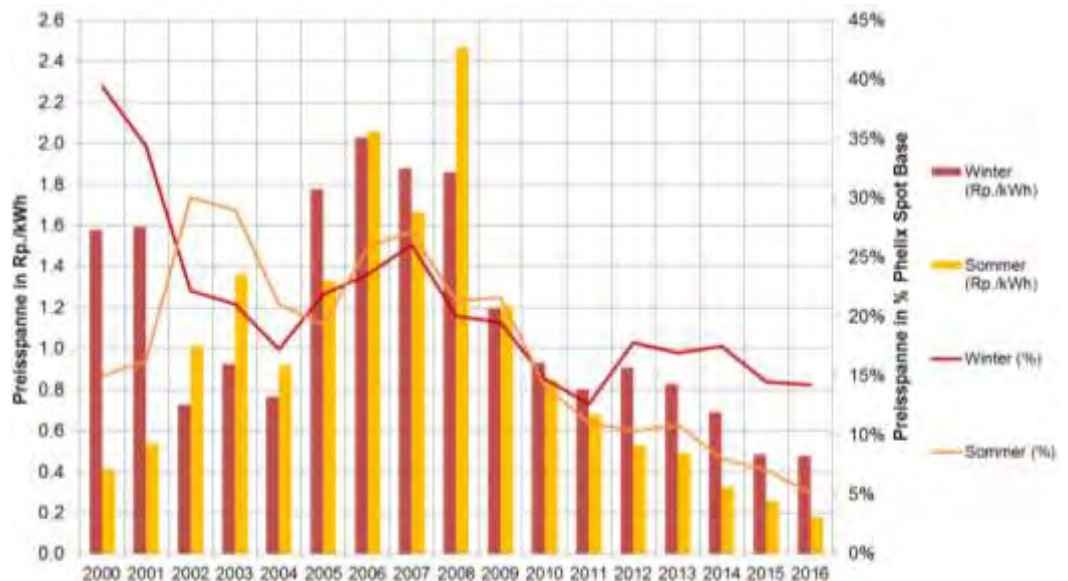
Sinkende Preis-
spanne Peak/Base

Entwicklung der Preisspanne zwischen Base- und Peak-Preisen

Die Auswertung der Entwicklung der Preisspanne zwischen Phelix²³ Spot Base und Phelix Spot Peak auf saisonaler und monatlicher Basis zeigt, dass die Differenz in den letzten Jahren stark schwankte. Im Winterhalbjahr (November bis April) betrug die Preisspanne in den Jahren 2000 bis 2016 zwischen 0.48 Rp./kWh²⁴ und 2.03 Rp./kWh. Im Sommerhalbjahr (Mai bis Oktober) lag die Preisspanne im gleichen Zeitraum zwischen 0.18 Rp./kWh und 2.47 Rp./kWh.

Im Winterhalbjahr hat sich die Preisspanne relativ zum Phelix Spot Base von 39 Prozent auf 13 Prozent gesenkt (2000/2016). Im Sommerhalbjahr hat sie sich von 15 Prozent auf fünf Prozent reduziert. Auch bei dieser Grösse sind die Schwankungen im zeitlichen Verlauf beträchtlich und die Einschätzung einer langfristigen Tendenz daher schwierig.

Abb. 16 Entwicklung der saisonalen Preisspanne zwischen Phelix Spot Base und Phelix Spot Peak



Quelle: EEX (2016)

Wir stützen uns bei dieser Analyse auf den Phelix, da für diesen längere Zeitreihen verfügbar sind. In der folgenden Tabelle sind die Unterschiede zwischen Phelix und Swissix in Bezug auf die Preisspanne Base/Peak aufgeführt. Die Tabelle zeigt, dass die Preisspannen im langjährigen Durchschnitt im Sommer wenig voneinander abweichen und im Winter der Swissix tendenziell eine engere Spanne aufweist als der Phelix.

²³ Wir verwenden hier den Phelix statt den Swissix, weil damit längere Zeitreihen zur Verfügung stehen. Weil die Strukturen im Swissix und Phelix insgesamt über den betrachteten Zeithorizont ähnlich sind, erfüllt der Phelix hier als Orientierungsgrösse den Zweck. Selbstverständlich bleibt dieser jedoch eine Annäherung an der tatsächlichen Realität.

²⁴ Weil hier die Betrachtungen immer in CHF zu laufenden Wechselkursen vorgenommen werden, sind Wechselkurseffekte immer inbegriffen. Diese Betrachtung ist im hier vorliegenden Kontext richtig, da uns die tatsächlichen historischen Realitäten von Schweizer Unternehmen interessieren.

Tab. 8 Preisspanne Base/Peak bei Phelix und Swissix in den Jahren 2007 bis 2015 (in Rp./kWh)

	Preisspanne Phelix				Preisspanne Swissix			
	absolut		in % Base		absolut		in % Base	
	Sommer	Winter	Sommer	Winter	Sommer	Winter	Sommer	Winter
2007	1.66	1.88	27%	26%	1.68	1.72	27%	16%
2008	2.47	1.86	21%	20%	2.56	1.93	21%	17%
2009	1.21	1.19	22%	19%	1.26	1.46	22%	17%
2010	0.85	0.93	14%	15%	0.88	1.01	14%	13%
2011	0.68	0.80	11%	13%	0.66	0.70	10%	9%
2012	0.53	0.91	10%	18%	0.57	0.92	11%	14%
2013	0.49	0.83	11%	17%	0.57	0.72	12%	11%
2014	0.77	1.00	20%	25%	0.37	0.56	9%	11%
2015	0.26	0.49	7%	15%	0.27	0.39	7%	8%
2016	0.18	0.48	5%	14%	0.30	0.44	8%	9%
Durchschnitt	0.86	1.00	14%	17%	0.91	0.99	14%	12%

Quelle: EEX (2016)

Wertigkeit der Wasserkraft

Höhere Wertigkeit
dank Flexibilität

Die Preisspanne zwischen Base- und Peakpreisen zeigt auf, wie hoch die Wertigkeit maximal wäre, wenn die Schweizer Wasserkraft vollumfänglich Peakpreise generieren könnte. Aufgrund hydrologischer und betrieblich-technischer Einschränkungen ist die Realisierung dieses Maximums nicht möglich.

Die nachstehende Tabelle zeigt die saisonale Verteilung der Wasserkraftproduktion durch Laufkraft- und Speicherkraftwerke. Der Anteil der Laufkraftwerke an der Jahresproduktion aller Schweizer Wasserkraftwerke schwankte in den Jahren 2000 bis 2016 zwischen 42 Prozent und 48 Prozent. Bei den Speicherkraftwerken ist die Verteilung zwischen Sommer und Winter relativ ausgeglichen, während bei den Laufkraftwerken ca. zwei Drittel der Jahresproduktion auf den Sommer entfallen.

Tab. 9 Saisonale Verteilung von Laufwasser- und Speicherkraft

	Laufkraftwerke			Speicherkraftwerke		
	Total GWh	Sommer	Winter	Total GWh	Sommer	Winter
2000	17'199	63%	37%	21'180	46%	54%
2001	18'416	63%	37%	24'929	54%	46%
2002	16'618	66%	34%	19'451	54%	46%
2003	16'799	59%	41%	21'514	52%	48%
2004	15'738	67%	33%	18'318	53%	47%
2005	15'645	65%	35%	18'691	46%	54%
2006	15'243	71%	29%	16'190	51%	49%
2007	16'588	66%	34%	19'476	56%	44%
2008	16'586	67%	33%	20'968	56%	44%
2009	16'332	67%	33%	21'860	56%	44%
2010	15'614	67%	33%	19'801	54%	46%
2011	14'968	64%	36%	19'661	48%	52%
2012	16'992	66%	34%	21'553	54%	46%
2013	17'844	63%	37%	21'787	49%	51%
2014	17'394	63%	37%	21'715	52%	48%
2015	17'410	63%	37%	22'858	50%	50%
2016	16'718	67%	33%	20'725	52%	48%

Quelle: BFE (2016a)

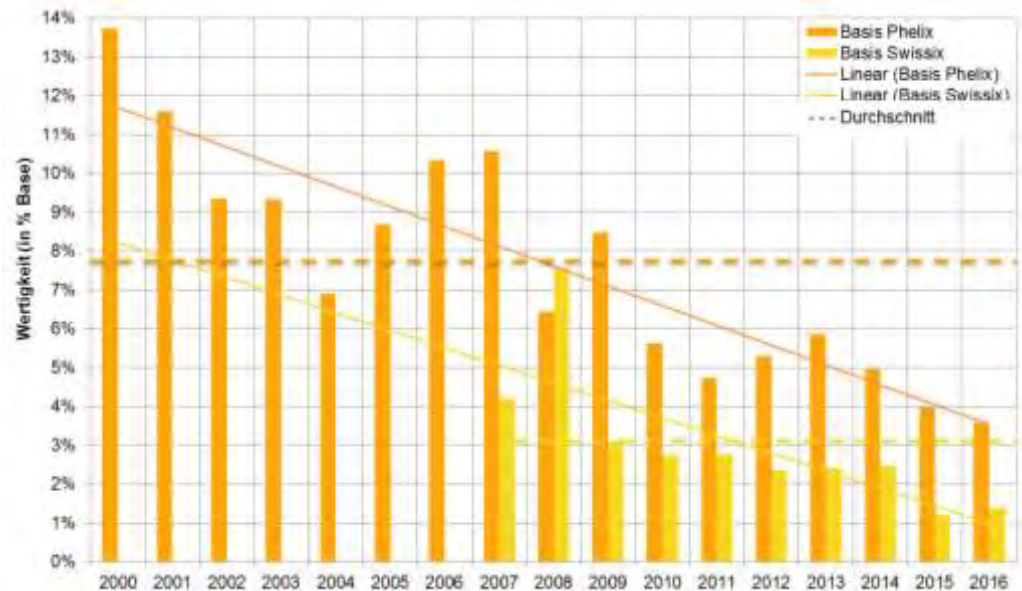
Zur Schätzung der tatsächlichen Wertigkeit der Schweizer Wasserkraftproduktion gehen wir von folgenden Annahmen aus:

- Die Jahresproduktion der Laufkraftwerke kann zum mit der Produktion in der Sommer- und Wintersaison gewichteten Base-Preis abgesetzt werden.
- Die Jahresproduktion der Speicherkraftwerke wird zu zwei Dritteln zum Peak-Preis und zu einem Drittel zum Base-Preis abgesetzt. Auch hier wird der Jahrespreis mit der saisonalen Produktion gewichtet.
- Die Jahresproduktion aller Wasserkraftwerke der Schweiz wird mit dem Verhältnis von Lauf- zu Speicherkraft gewichtet.

Mit diesen Annahmen ergeben sich für die Jahre 2000 bis 2016 die in der folgenden Abbildung dargestellten Wertigkeiten der Schweizer Wasserkraft. Die Auswertung zeigt, dass der Zuschlag für die höhere Wertigkeit der Wasserkraft auf der Basis des Phelix in den letzten 16 Jahren entsprechend den Marktpreisen zwischen vier und 14 Prozent schwankte, wobei der Durchschnitt acht Prozent betrug. Seit 2010 lag der Zuschlag mit Ausnahme des Jahres 2014 stets deutlich unterhalb des langjährigen Durchschnitts. Aktuell, d.h. auf Basis der Angaben aus dem Jahr 2016, beträgt die Wertigkeit der Schweizer Wasserkraft auf Basis des Phelix 104 Prozent. Wird für die Jahre 2007 bis 2016 der Swissix betrachtet, so zeigt sich, dass die Wertigkeit auf Basis Swissix seit

2009 zwischen eins und drei Prozent schwankt.²⁵ Die Berechnung eines linearen Trends zeigt eine abnehmende Tendenz der Wertigkeit, unabhängig von der gewählten Basis. Aufgrund der tendenziell sinkenden Preisspanne zwischen tiefen und hohen Tagespreisen an der Börse und der aktuell tiefen Marktpreise ist nicht auszuschliessen, dass der Zuschlag für die Wertigkeit mittelfristig gegen Null gehen wird. Bei einer Erholung der Börsenpreise und einem Anstieg der Preisspannen kann die Wertigkeit allerdings auch wieder zunehmen.

Abb. 17 Zuschlag Wertigkeit Schweizer Wasserkraft im Vergleich zu den durchschnittlichen Börsenpreisen auf Basis Swissix Day Base und Phelix Day Base (Schätzung)



Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von EEX (2016), BFE (2016a)

Intradayhandel und Flexibilitätsprämie

In der vorliegenden Studie wurden die Möglichkeiten für Intraday-Handel und Flexibilitätsprämien der Speicherkraftwerke nicht näher untersucht. Das heisst obige Wertigkeit bezieht sich rein auf den Verkaufserlös der Energie aufgrund des Kraftwerkeinsatzes ohne Portfoliooptimierungsstrategien.

Frauendorfer und Schürle²⁶ zeigen in einer separaten Studie unter Bewertung der Flexibilität der Schweizer Speicherkraftwerke nach der Black-Scholes-Methode jedoch ein zusätzliches Erlöspotenzial in Form einer Flexibilitätsprämie (basierend auf dem Erlöspotenzial der Speicherwasserkraft durch asset-based trading) von 40 bis 50 Prozent des Werts der Energie auf.

Frauendorfer/Schürle gehen davon aus, dass im hydrologischen Jahr 2015/16 beispielsweise ein mittleres Erlöspotenzial von 5.7 Rp./kWh für die Schweizer Speicherkraftwerke bestanden hat. Für das Laufende Jahr (YTD) gehen sie von einem Erlöspotenzial von 7.3 Rp./kWh aus. Diese Werte liegen mehr als 1 Rp./kWh höher als die in dieser Studie sowie in der Studie Piot (2017) dargestellten Werte.

²⁵ Diese Zahlen entsprechen auch den Aussagen von Branchenvertretern, mit denen der Bericht im Rahmen von vertiefenden Interviews diskutiert wurde.

²⁶ Frauendorfer / Schürle (2017)

7 Systemdienstleistungen

Sinkende Kosten der Systemdienstleistungen

Die Bereitstellung von Systemdienstleistungen erfolgt durch Swissgrid und umfasst die folgenden Aufwendungen²⁷:

- **Allgemeine Systemdienstleistungen / Ausgleichsenergie:** SDL-Regelleistungsvorhaltungsaufwand und Aufwand ungewollter Austausch, Aufwand Schwarzstart- / Inselbetriebsfähigkeit, Aufwand Netzverstärkungen, Aufwand SDL-Energie und Bilanzgruppen-Ausgleichsenergie
- **Individuelle Systemdienstleistungen:** Aufwand Kompensation Wirkverluste, Aufwand Blindenergie / Spannungshaltung

Für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen wendet Swissgrid pro Jahr einen dreistelligen Millionenbetrag auf, wobei der Betrag seit 2009 deutlich gesunken ist. Der Rückgang ist auf die stark sinkende, aber nach wie vor bedeutendste Position „SDL Regelleistungsvorhaltungsaufwand und Aufwand für ungewollten Austausch“ zurückzuführen. 2016 entfielen 89 Prozent der allgemeinen oder individuellen Systemdienstleistungen auf diese Kategorie, 2009 waren es noch 86 Prozent.

Wasserkraft aufgrund Flexibilität geeignet zur Bereitstellung von einzelnen Systemdienstleistungen

Aufgrund ihrer Flexibilität eignet sich die Wasserkraft für die Bereitstellung von allgemeinen Systemdienstleistungen, v.a. „SDL-Regelleistungsvorhaltungsaufwand und Aufwand ungewollter Austausch“, „Aufwand Schwarzstart- / Inselbetriebsfähigkeit“ und „Aufwand SDL-Energie und Bilanzgruppen-Ausgleichsenergie“. Gemäss Auskunft von Swissgrid ist davon auszugehen, dass bis 2016 rund 90 Prozent dieser Systemdienstleistungen in der Schweiz beschafft wurden, davon wiederum 90 Prozent durch Wasserkraft.

Tab. 10 Schätzung der Gewinne der Schweizer Wasserkraft durch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen (SDL-Regelleistungsvorhaltungsaufwand und Aufwand ungewollter Austausch, Aufwand Schwarzstart- / Inselbetriebsfähigkeit und Aufwand SDL-Energie und Bilanzgruppen-Ausgleichsenergie)

Jahr	Aufwand für allgemeine Systemdienstleistungen mit sehr hohem Anteil Wasserkraft ²⁸ (Mio. CHF)	Anteil CH Wasserkraft (81%) (Mio. CHF, geschätzt)	Jahresproduktion Wasserkraft (Brutto, GWh)	Aufwand pro Produktionseinheit Wasserkraft (Rp/kWh)
2009	628.90	509	37'136	1.37
2010	364.40	295	37'450	0.79
2011	256.80	208	33'795	0.62
2012	219.20	178	39'906	0.44
2013	277.00	224	39'572	0.57
2014	171.40	139	39'308	0.35
2015	145.30	118	39'486	0.30
2016	193.10	156	36'326	0.43

Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von Swissgrid (2017)

²⁷ Siehe Geschäftsbericht Swissgrid 2015, Seite 40

²⁸ Bei dieser Zahl handelt es sich um die Summe der drei Positionen „SDL-Regelleistungsvorhaltungsaufwand und Aufwand ungewollter Austausch“, „Aufwand Schwarzstart-/Inselbetriebsfähigkeit“ und „Aufwand SDL-Energie und Bilanzgruppen-Ausgleichsenergie“ gemäss der Geschäftsberichte von Swissgrid.

Für die Jahre 2009 bis 2016 ergibt sich daher für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen ein geschätzter Ertrag von 0.30 bis 1.37 Rappen pro Kilowattstunde produzierter Wasserkraft in der Schweiz, wobei der Ertrag 2016 nach jahrelangem Rückgang erstmals wieder anstieg.

Vor 2009 bestand kein SDL-Markt, d.h. die vertikal integrierten Verbundunternehmen haben die Systemleistungen konzernintern sichergestellt und nicht am Markt beschafft. Durch das Schaffen des Marktes, d.h. einerseits der Optimierung der Nachfrage, andererseits der Maximierung des Angebots (neue Anbieter aus dem In- und Ausland) konnten die Kosten von Swissgrid seit 2009 um zwei Drittel gesenkt werden. Entsprechend sind auch die Erträge der Wasserkraft gesunken.²⁹ Dies führt jedoch gleichzeitig zum Umkehrschluss, dass bis 2009 erhebliche Gewinne mit SDL erzielt worden sind.

Swissgrid erwartet, dass die Aufwendungen für Systemdienstleistungen mittelfristig noch leicht sinken und dann stagnieren. Es ist davon auszugehen, dass der Anteil Wasserkraft an den Systemdienstleistungen in den kommenden Jahren tendenziell leicht sinken wird, da via Pooling kleinere Anbieter Marktzugang zum SDL-Markt erhalten und Systemdienstleistungen zur Verfügung stellen können. Insgesamt dürften somit die Erträge der Schweizer Wasserkraft, welche durch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen erzielt werden können, deutlich sinken.

²⁹ Der temporäre Anstieg 2013 ist auf eine Winterknappheit zurückzuführen.

8 Ökostrom

Zahlungsbereitschaft für Ökostrom vorhanden

Wasserkraft ist erneuerbar und Konsumenten weisen eine höhere Zahlungsbereitschaft für Elektrizität aus erneuerbaren Quellen auf. Studien, welche auf Befragungen basieren, zeigen, dass 80 bis 90 Prozent der Haushalte und Unternehmen eine erhöhte Zahlungsbereitschaft für Ökostrom aufweisen. Je nach Befragung beträgt der akzeptierte Aufschlag bis zu 50 Prozent oder mehr, wobei der akzeptierte Aufschlag bei Haushalten grösser ist als bei Unternehmen.³⁰ Diese Zahlen spiegeln sich allerdings nicht im aktuellen Verbrauchsmix. Rund ein Fünftel des aktuellen Elektrizitätsverbrauchs stammt aus erneuerbaren Quellen, davon zwei Drittel aus Wasserkraft.³¹ Dieser (scheinbare) Widerspruch kann durch die geringe Wechselbereitschaft von Konsumenten innerhalb der möglichen Tarife für Elektrizität erklärt werden.

Herkunftsnachweise

Eine Möglichkeit, sich einem allfälligen Mehrwert der Wasserkraft als Ökostrom zu nähern, bieten die Herkunftsnachweise. Das System der Herkunftsnachweise HKN dient dazu, den Konsumenten die Herkunft ihrer konsumierten Elektrizität auszuweisen. Die Herkunftsnachweise werden in Europa gegenseitig anerkannt und verrechnet und ermöglichen dadurch einen Austausch von Stromqualitäten über die Landesgrenzen hinweg. Die Menge an ausgestellten HKN bei der Stromproduktion ist grösser als die nachgefragte Menge der Endkunden beim Stromverbrauch. Aus diesem Grund sind die Preise für Herkunftsnachweise bis 2016 grundsätzlich eher tief. Dies impliziert, dass trotz der in Studien dargestellten höheren Zahlungsbereitschaft nur wenige Konsumenten proaktiv auf Ökostrom wechseln und die Abschöpfung des Mehrwerts der Wasserkraft gering ist.

Tab. 11 Indikative³² Handelspreise für Herkunftsnachweise³³ per 2016

Energiequelle	Indikative Preisspanne (Rp./kWh)
Skandinavische Wasserkraft	0.01 – 0.02
Europäische Windenergie	0.02 – 0.04
Schweizer Wasserkraft	0.07 – 0.15
Schweizer Sonnenenergie	1.50 – 15.0

Quelle: BFE (2016a)

Auswertungen zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Studie, d.h. Sommer 2017, zeigen, dass sich der Preis von Herkunftsnachweisen seit Anfang 2017 ca. verdreifacht hat und momentan bei 4 CHF/MWh bis 4.5 CHF/MWh liegt. Der Anstieg ist gemäss Branchenexperten im Wesentlichen darauf zurückzuführen, dass ab 2018 keine nichtüberprüfbare Energie mehr verkauft werden darf. Zusätzlich wirkt sich auch der absehbare KKW-Ausstieg Deutschlands auf die HKN aus.

³⁰ Siehe u.a. Truffer et al. (2002)

³¹ BFE (2017)

³² Herkunftsnachweise werden „over-the-counter“ oder über diverse Anbieter gehandelt, daher sind die Preise indikativ.

³³ Der Einsatz von HKN ist in der Schweiz bisher nicht zwingend. Wenn keine Nachweise vorhanden sind, ist eine Kennzeichnung als „Graustrom“, d.h. als Energie aus nicht überprüfbaren Energieträgern, zulässig.

„Wasserkraft-Tarife“ einzelner EVU

Höhere Tarife für Standardprodukt „Wasserkraft“ werden akzeptiert

Werden die Tarife einzelner EVU betrachtet, welche bei ihren Kunden als Standardprodukt Elektrizität aus 100 Prozent Wasserkraft verwenden (z.B. ewz, Repower, BKW, IBC), so zeigt sich, dass dieser gegenüber der günstigeren Alternative mit einer Mischung aus unterschiedlichen Produktionsarten mit einem Aufpreis von bis zu 1.5 Rappen pro Kilowattstunde verrechnet wird. Die überwiegende Mehrheit der Privatkunden bleibt beim vorgegebenen Standardprodukt ihres Anbieters. Diese Beispiele zeigen, dass der Wechsel des Standardprodukts hin zu einem Wasserkraftprodukt mit einem entsprechenden Aufpreis von den meisten Kunden akzeptiert wird. Weniger als zehn Prozent aller Haushaltskunden wechseln im Laufe eines Jahres den Stromversorger und noch deutlich weniger den Tarif innerhalb eines Stromversorgers.³⁴ Dies entspricht dem verhaltensökonomischen Konzept des „Nudging“, bei dem durch eine Anpassung der Standardsituation das Verhalten von Personen oder Unternehmen in eine gewünschte Richtung gelenkt bzw. deren Trägheit (Elastizität) ausgenutzt werden kann.

Zusammenfassende Betrachtung

Zahlungsbereitschaft für Wasserkraft vorhanden

Es kann davon ausgegangen werden, dass bei den Konsumenten in der Schweiz eine Zahlungsbereitschaft für Elektrizität aus Wasserkraft (gegenüber der jeweils günstigsten Alternative) besteht. Die Zahlungsbereitschaft von Haushalten ist dabei höher einzustufen als die Zahlungsbereitschaft von Unternehmen. Die Analyse von EVU mit Standardtarifen, welche Wasserkraft beinhalten, zeigt, dass der damit verbundene Aufpreis von der Mehrheit der Kunden akzeptiert wird. Eine wesentliche Rolle dürfte dabei die Tatsache spielen, dass der Aufwand für einen aktiven Wechsel zu einem alternativen Stromtarif des gleichen Anbieters gemessen am Einsparpotenzial als (zu) gering eingestuft wird.

Abschöpfung Zahlungsbereitschaft via „Nudging“ möglich

Für die Wasserkraft bedeutet dies, dass bei einem geschickten Einsatz von „Nudging“, d.h. der Anpassung der Standardsituation, ein Mehrwert abgeschöpft werden kann. Beispielsweise könnte der Standardtarif der EVU auf „Wasserkraft aus der Schweiz“ angepasst werden. Dieser Tarif wäre mit einem zu definierenden Aufpreis verbunden. Der vergleichsweise günstigere Tarif „Graustrom“ sollte aber innerhalb des EVU verfügbar bleiben, um den Konsumenten die Wahlmöglichkeit zu lassen. Bei einer solchen Konstellation ist zu erwarten, dass die Nachfrage nach Wasserkraft ansteigt, da nur ein geringer Anteil der Konsumenten vom Standardtarif hin zu einem alternativen Tarif wechselt.

³⁴ Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (2014)

9 Gewinnverwendung der EVU

Elektrizitätsstatistik
als Basis

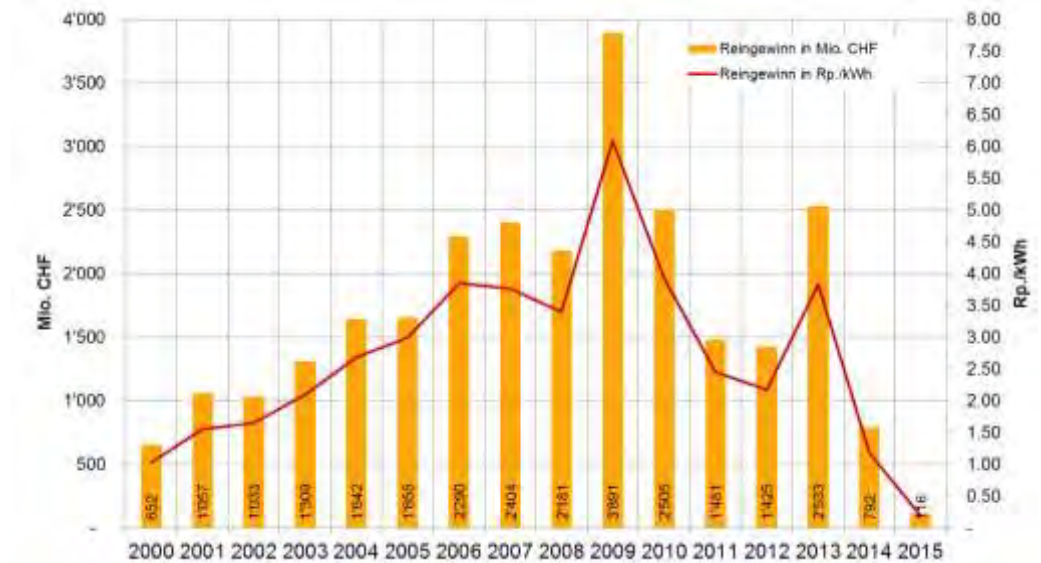
Wie aus den vorhergehenden Kapiteln ersichtlich geworden ist, haben die EVU der Schweiz in den vergangenen 16 Jahren beträchtliche Gewinne aus der Wasserkraft erzielen können. In diesem Kapitel analysieren wir, wie die EVU ihre Gewinne verwendet haben. Zu diesem Zweck stützen wir uns vor allem auf die Elektrizitätsstatistik des Bundesamts für Energie. Darin enthalten sind aktuell 335 EVU, welche 90 Prozent der Landeserzeugung und 80 Prozent des gesamtschweizerischen Endverbrauchs abdecken. Aufgrund der Grössenstruktur der Schweizer EVU sind die dargestellten Ergebnisse stark von den Entwicklungen bei den grossen Konzernen mit Eigenproduktion getrieben.

Zu beachten ist in diesem Kapitel, dass sich die Angaben in Rappen pro Kilowattstunde auf die gesamte Bruttoerzeugung Elektrizität der Schweiz beziehen.

Reingewinn

Während der Reingewinn im Jahr 2000 bei CHF 652 Mio. (1.16 Rp./kWh) lag, betrug er in den Spitzenjahren nach 2006 mehr als CHF 2 Mia. Zwischen 2009 und 2015 ist er mit Ausnahme von 2013 wieder gesunken und lag 2015 noch bei CHF 116 Mio. (0.18 Rp./kWh).

Abb. 18 Entwicklung des Reingewinns der Schweizer EVU (Mio. CHF, Rp./kWh Bruttoerzeugung Schweiz)



BFE (2017a)

Cashflow-Betrachtung

Die folgende Tabelle zeigt, dass die Auszahlung von Dividenden und Tantiemen seit dem Jahr 2000 jeweils zwischen 0.5 Rp./kWh (2000, 2001) und 2.4 Rp./kWh (2009) schwankte. Die Ablieferung an Staat und Gemeinde (z.B. Verzinsung von Dotationskapital bei nicht als AG organisierten EVU) betragen jeweils 0.2 bis 0.5 Rp./kWh. Der nicht verteilte Reingewinn liegt mit Ausnahme der Jahre 2009 und 2013 unterhalb von 1.0 Rp./kWh. Die Auswertung der Abschreibungen zeigt, dass diese ab 2009 mit 3.5 bis 5.4 Rp./kWh deutlich über den Werten in den Jahren 2000 bis 2008 lagen, welche 2.9 bis 3.5 Rp./kWh betragen.

Die in den folgenden Abbildungen ersichtlichen Rückgänge bei Reingewinn und Dividendenausschüttung können mehrheitlich durch die negative Entwicklung bei einzelnen

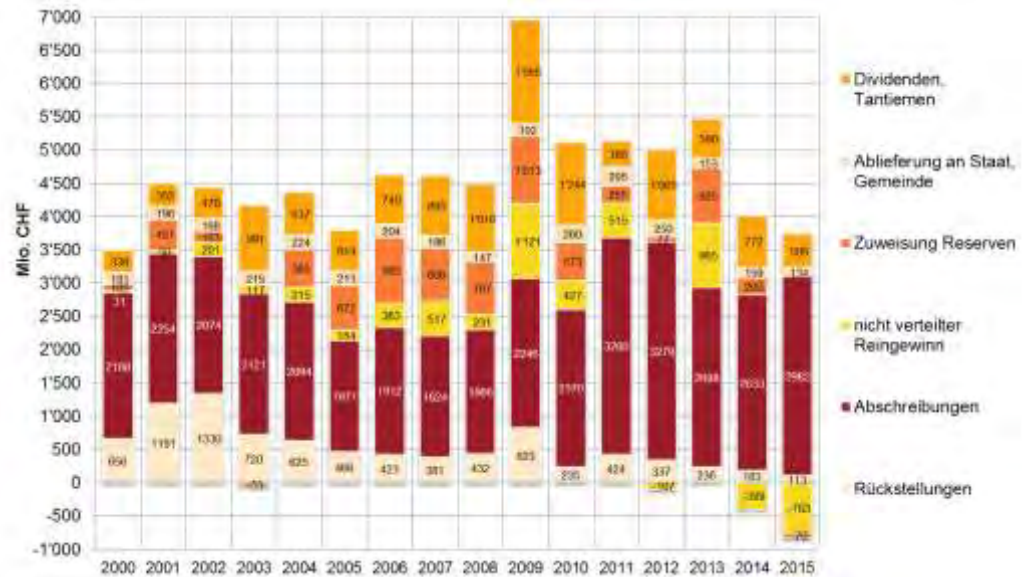
grossen Unternehmen der Branche erklärt werden. Dies impliziert, dass zahlreiche kleinere, mittlere und auch grosse EVU nach wie vor beträchtliche Gewinne erzielen.

Tab. 12 Entwicklung von Cashflow und Rückstellungen der EVU (in Rp./kWh Bruttoerzeugung Schweiz)

Jahr	Divi- denden, Tantie- men	Abliefe- rung an Staat, Ge- meinde	Zuwei- sung Reser- ven	nicht vertei- lter Rein- gewinn	Ab- schrei- bungen	Cash- flow	Rück- stellun- gen	Cash- flow + Rück- stel- lungen
2000	0.53	0.29	0.16	0.05	3.45	4.48	1.04	5.52
2001	0.52	0.29	0.67	0.08	3.30	4.85	1.75	6.60
2002	0.75	0.32	0.26	0.32	3.31	4.96	2.12	7.09
2003	1.59	0.34	-0.09	0.25	3.40	5.50	1.15	6.65
2004	1.04	0.37	0.92	0.35	3.43	6.12	1.02	7.14
2005	1.11	0.39	1.22	0.28	3.02	6.02	0.84	6.86
2006	1.25	0.34	1.65	0.61	3.22	7.07	0.71	7.78
2007	1.40	0.29	1.26	0.81	2.86	6.63	0.60	7.22
2008	1.58	0.23	1.22	0.36	2.90	6.30	0.67	6.97
2009	2.45	0.30	1.58	1.75	3.51	9.59	1.29	10.88
2010	1.95	0.41	0.90	0.67	3.72	7.65	0.37	8.01
2011	0.64	0.49	0.42	0.90	5.40	7.85	0.70	8.55
2012	1.62	0.38	0.12	0.05	5.00	7.17	0.51	7.68
2013	0.89	0.23	1.25	1.46	4.08	7.90	0.36	8.26
2014	1.15	0.24	0.39	-0.59	3.91	5.09	0.27	5.36
2015	0.80	0.21	-0.11	-0.72	4.68	4.87	0.18	5.04

Quelle: BFE (2017a)

Abb. 19 Entwicklung von Cashflow und Rückstellungen der EVU (in Mio. CHF)



Quelle: BFE (2017a)

Investitionen der EVU

Gestiegene Investitionskosten bei gleichbleibender Produktionsmenge

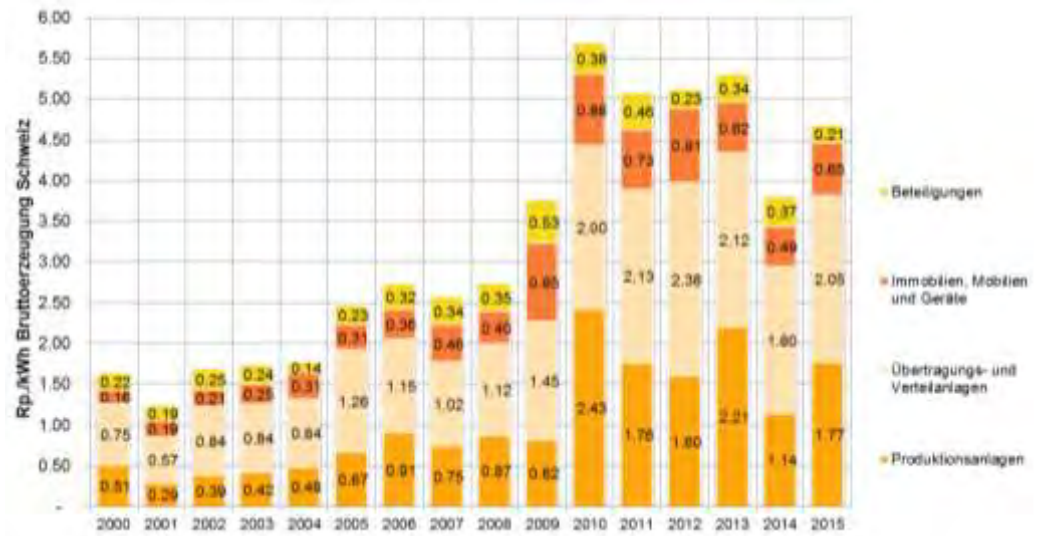
Die Investitionen der EVU können gemäss Elektrizitätsstatistik in die vier Bereiche Beteiligungen, Immobilien/Mobilen/Geräte, Übertragungs- und Verteilanlagen sowie Produktionsanlagen unterteilt werden. Insgesamt haben die Investitionen in den letzten 15 Jahren stark zugenommen. Auch in Bezug zur Bruttoerzeugung der Schweiz sind die Investitionen überproportional angestiegen. Die Investitionen in Übertragungs- und Verteilanlagen haben sich von CHF 477 Mio. im Jahr 2000 auf CHF 1.30 Mia. im Jahr 2015 beinahe verdreifacht. Die Investitionen für Produktionsanlagen haben sich im gleichen Zeitraum von CHF 324 Mio. auf CHF 1.13 Mia. mehr als verdreifacht. Diese Entwicklung kann grösstenteils mit den aktuell laufenden grossen Investitionsprojekten (z.B. Linth-Limmern, Nant de Drance) erklärt werden. Prozentual haben die Investitionen in Immobilien, Mobilen und Geräte mit einem Wachstum von 414 Prozent seit dem Jahr 2000 am stärksten zugenommen. Im Jahr 2015 wurden CHF 414 Mio. in diesem Bereich investiert.

Abb. 20 Investitionen der EVU 2000 bis 2014 (in Mio. CHF)



Quelle: BFE (2017a)

Abb. 21 Investitionen der EVU 2000 bis 2014 (in Rp./kWh Bruttoerzeugung der Schweiz)



Quelle: BFE (2017a)

Zahlungen zuhanden der öffentlichen Hand

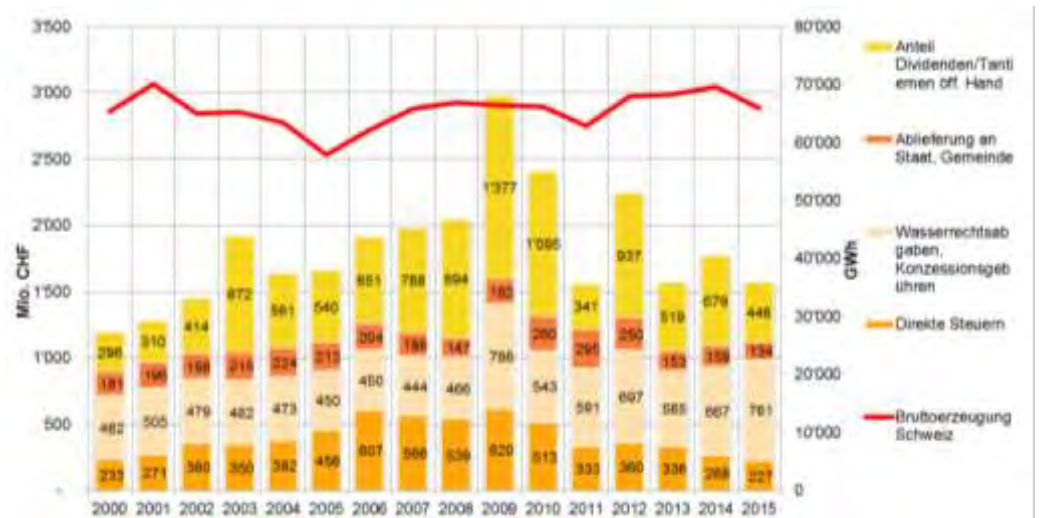
Öff. Hand erhält unterschiedliche Zahlungen

Die öffentliche Hand profitiert von den EVU in verschiedener Hinsicht direkt:

- Direkte Steuern der Unternehmen
- Wasserrechtsabgaben und Konzessionsgebühren
- Dividenden und Tantiemen: Gemäss aktueller Elektrizitätsstatistik sind 88.6 Prozent des Grundkapitals der Schweizer EVU in öffentlicher Hand. Wir gehen daher davon aus, dass die öffentliche Hand auch diesen Anteil an Dividenden und Tantiemen erhält.
- Ablieferung an Staat und Gemeinde: Bei EVU, welche nicht als Aktiengesellschaft organisiert sind, erhält die öffentliche Hand gemäss individueller vertraglicher Abmachung in der Regel einen Anteil am Reingewinn (z.B. Verzinsung Dotationskapital).

Insgesamt sind die Zahlungen der EVU zuhanden der öffentlichen Hand schwankend, wobei die Schwankungen vor allem durch die jährlichen Unterschiede bei den Dividendenzahlungen bedingt sind.

Abb. 22 Entwicklung der Transferzahlungen der EVU zuhanden der öffentlichen Hand (Mio. CHF)

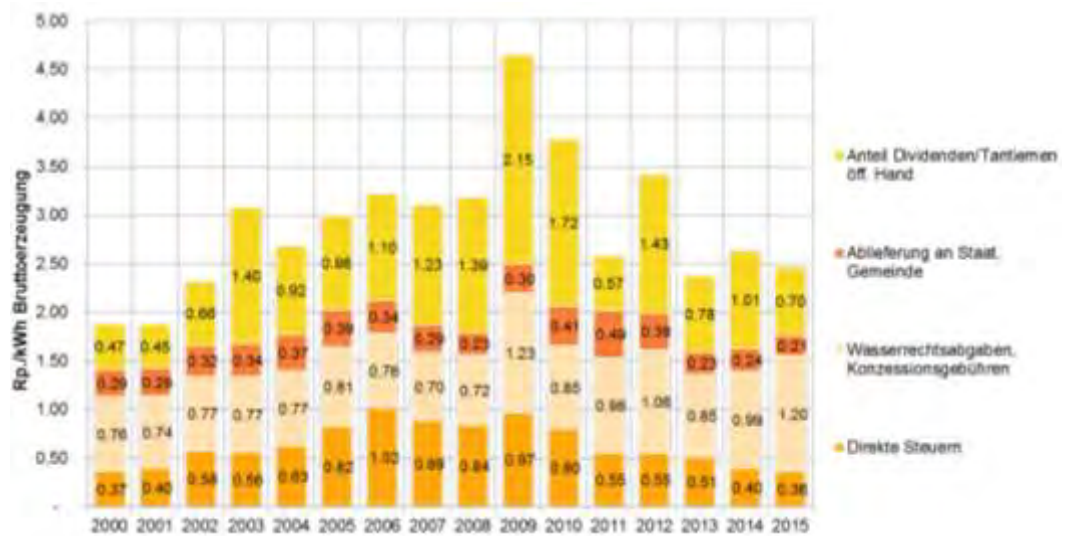


Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von BFE (2017a)

Die Wasserrechtsabgaben und Konzessionsgebühren sind von 0.76 Rp./kWh Bruttoerzeugung im Jahr 2000 auf 1.20 Rp./kWh Bruttoerzeugung im Jahr 2015 gestiegen. Der Durchschnitt seit der letzten Erhöhung der Wasserzinsen per 1.1.2011 auf CHF 100/kW betrug 1.02 Rp./kWh Bruttoerzeugung Schweiz.

Das Verhältnis zwischen Dividenden und Tantiemen sowie Wasserrechtsabgaben und Konzessionsgebühren hat sich seit dem Jahr 2000 verändert. Während in den Jahren 2000 bis 2002 die Wasserrechtsabgaben und Konzessionsgebühren die Dividenden und Tantiemen überstiegen, ist das Verhältnis seit 2003 umgedreht. Mit Ausnahme der Jahre 2011, 2013 und 2015 lagen die Dividenden und Tantiemen deutlich höher als die Wasserrechtsabgaben und Konzessionsgebühren.

Abb. 23 Entwicklung der Zahlungen der EVU zuhanden der öff. Hand (in Rp./kWh Bruttoerzeugung Schweiz)



Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von BFE (2017a)

10 Fazit

Durchschnittlicher Gewinn von über 2 Rp./kWh produzierte Energie aus Wasserkraft

10.1 Erträge der Schweizer Wasserkraft

Die in diesem Bericht dargestellten Analysen zeigen näherungsweise auf, welche Gewinne mit der Schweizer Wasserkraft im Schweizer Markt und im internationalen Handel in den letzten 16 Jahren erzielt werden konnten.

Tab. 13 Zusammenfassung Brutto-/Nettogewinne der Schweizer Wasserkraft (Schätzung)

	Schweizer Markt (Stufe Grosshandel, Kap. 4)			Int. Handel (Kap. 5)	
	Brutto (Erlös minus Produktionskosten ^{SP})	Netto (Brutto minus Gemeinkosten Grosshandel 0.6 Rp./kWh)	Netto inkl. System-DL	Brutto (gem. Aussenhandelsstatistik)	Netto (Brutto minus Gemeinkosten 0.1 Rp./kWh)
	<i>Rp./kWh produzierte Energie aus Wasserkraft</i>			<i>Rp./kWh exportierte Wasserkraft</i>	
2000	1.91	1.31			
2001	2.58	1.98			
2002	1.62	1.02			
2003	1.85	1.25			
2004	1.46	0.86		3.02	2.92
2005	1.48	0.88		0.99	0.89
2006	0.77	0.17		0.39	0.29
2007	1.98	1.38		1.63	1.53
2008	2.09	1.49		-0.11	-0.21
2009	2.42	1.82	3.19	2.26	2.16
2010	2.21	1.61	2.39	1.30	1.20
2011	2.66	2.06	2.67	1.17	1.07
2012	2.65	2.05	2.50	1.78	1.68
2013	3.05	2.45	3.01	1.25	1.15
2014	2.14	1.54	1.89	1.35	1.25
2015	2.38	1.78	2.07	0.91	0.81
2016	1.46	0.86	1.29	-0.10	-0.20
Durchschnitt 2000 bis 2016	2.04	1.44			
Durchschnitt 2004 bis 2016	2.06	1.46		0.49	0.39
Durchschnitt 2009 bis 2016	2.37	1.77	2.38	0.51	0.41

Quelle: BHP – Hanser und Partner AG auf der Basis von Jahresberichten der Partnerwerke, BFE (2017a), EEX (2017), Swissgrid (2017), Swisselectric (2015)

Die Auswertungen auf der Basis der getroffenen Annahmen zeigen, dass die durchschnittliche Nettomarge der Schweizer Wasserkraft auf Stufe Grosshandel im Schweizer Markt in den Jahren 2000 bis 2016 1.44 Rp./kWh betrug. Werden die Systemdienstleistungen addiert, so ergibt sich (für die Jahre 2009 bis 2016) eine rechnerische Nettomarge von 2.38 Rp./kWh. Im Internationalen Handel betrug die Nettomarge 2004 bis 2016 durchschnittlich 0.39 Rp./kWh, wobei in zwei Jahren eine negative Nettomarge errechnet wurde.

10.2 Beantwortung der Fragestellungen

In Kapitel 1 wurden verschiedene Fragen aufgeworfen, die durch die Analysen beantwortet werden können.

10.2.1 Potenzielle Gewinne am Spot-Markt

Frage aus dem Auftrag: Welche Gewinne hätten in den letzten 16 Jahren mit der Wasserkraft erzielt werden können, wenn die gesamte Produktion am Spot-Markt verkauft worden wäre?

In den Jahren 2000 bis 2016 hätte sich mit der gesamten Schweizer Wasserkraftproduktion eine durchschnittliche Bruttomarge (d.h. von 0.57 Rp./kWh erzielen lassen, wenn sie an der Börse verkauft worden wäre. Die höchste Bruttomarge wurde in den Jahren 2006 bis 2009 erzielt, in denen sie zwischen 2.39 und 6.87 Rp./kWh lag. Dabei nicht berücksichtigt ist die höhere Wertigkeit der Schweizer Wasserkraft.

Tab. 14 Mögliche Bruttogewinne (Stufe Grosshandel) mit Schweizer Wasserkraft bei einem Verkauf an der Börse (Schätzung)

	Produktionskosten Partnerwerke ^{SP}	Swissix Day Base (* = Schätzung)	Bruttomarge Stufe Grosshandel (Produktionskosten minus Swissix Day Base, rot = negative Werte)	Schätzung Faktor Wertigkeit (auf Basis Phelix Day Base)
	Rp./kWh	Rp./kWh	Rp./kWh	in %
2000	4.96	2.44*	-2.52	12%
2001	4.22	3.13*	-1.09	13%
2002	5.07	2.85*	-2.22	9%
2003	4.77	3.86*	-0.91	9%
2004	5.26	3.78*	-1.48	7%
2005	5.29	6.14*	0.85	8%
2006	6.20	9.29	3.09	10%
2007	5.12	7.54	2.42	11%
2008	5.26	11.83	6.57	5%
2009	5.09	7.24	2.15	9%
2010	5.53	7.04	1.51	6%
2011	5.34	6.91	1.57	5%
2012	5.39	5.99	0.60	6%
2013	4.98	5.5	0.52	6%
2014	5.10	4.45	-0.65	9%
2015	4.60	4.31	-0.29	4%
2016	4.99	4.53	-0.46	4%
Durchschnitt	5.13	5.70	0.57	8%

Quelle: BFE (2017a), EEX (2016), Geschäftsberichte der Partnerwerke

Ein Vergleich mit Kapitel 11.1 zeigt, dass die Wasserkraft bei einem Verkauf an der Börse deutlich tiefere Bruttogewinne abgeworfen hätte als beim bestehenden System mit dem Verkauf in den nicht vollständig liberalisierten Schweizer Markt. Dieses Resultat ist wenig überraschend, da die Tarife der Konsumenten in der Mehrheit der Jahre auch nach Abzug der Gemeinkosten über den Börsenpreisen lagen.

10.2.2 Verwendung der Branchengewinne

Frage aus dem Auftrag: Wie haben die Elektrizitätsgesellschaften die potenziellen Gewinne der Wasserkraft verwendet (Ausschüttungen an Aktionäre?, Projekte im Ausland?, Reservenbildung?, Investition in Kraftwerkpark? Usw.)

Die Auswertungen der Elektrizitätsstatistik zeigen, dass die Reingewinne der gesamten Elektrizitätsbranche zwischen den Jahren 2000 und 2014 deutlich angestiegen sind. Diese Gewinne wurden überwiegend als Gewinnvortrag in den Unternehmen behalten.

Die Dividendenausschüttungen haben in den Jahren 2008 bis 2010 Höchststände erreicht und sind im zeitlichen Verlauf eher schwankend. Im gleichen Zeitraum sind auch die Investitionen der EVU deutlich angestiegen, wobei absolut die Investitionen in Produktions- und Übertragungsanlagen am Bedeutendsten waren. Da die Bruttoproduktion an Elektrizität in diesem Zeitraum nicht wesentlich verändert wurde, ist davon auszugehen, dass zumindest ein Teil der Investitionen auf das Ausland entfällt. Relativ wurden auch die Investitionen in Immobilien, Mobilien und Beteiligungen seit 2002 stark erhöht. Auch bei diesen Investitionen ist davon auszugehen, dass ein grosser Teil auf das Ausland entfällt.

10.2.3 Vergleich mit anderen Studien

Frage aus dem Auftrag: Wie sind die Erkenntnisse im Lichte anderer bestehender Untersuchungen zu werten?

Es wurden in der Vergangenheit verschiedene Studien zur Rentabilität der Wasserkraft erstellt. Diese Studien wurden methodisch unterschiedlich aufgebaut und basieren zum Teil auf unterschiedlichen Annahmen, Datenquelle/Stichproben und Betrachtungsweisen. Zudem beleuchten die Studien jeweils nur Teilaspekte. Aus diesem Grund sind die Studien nur teilweise miteinander vergleichbar.

Zur Validierung der vorliegenden Erkenntnisse ist primär der Vergleich mit folgenden Studien zielführend:

- Filippini, M., Geissmann, T. (2014): Kostenstruktur und Kosteneffizienz der Schweizer Wasserkraft. Schlussbericht zuhanden des Bundesamts für Energie BFE.
- Piot, M. (2017): Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft in der Schweiz, in: Wasserwirtschaft 1/2017.
- Frauendorfer, K. / Schürle, M. (2017): Das Erlöspotenzial der Schweizer Grosswasserkraft.

Der Vergleich mit der Studie Filippini, M., Geissmann, T. (2014) erübrigt sich, da die Gestehungskosten in dieser Studie mit den in diesem Bericht berechneten Zahlen trotz unterschiedlicher Stichprobe weitgehend übereinstimmen und der primäre Unterschied darin liegt, dass entweder von kalkulatorischen Kosten oder Eigenkapitalverzinsung als Kosten ausgegangen wird.

In der folgenden Tabelle werden die von M. Piot (Swisselectric) publizierten Ergebnisse den Ergebnissen aus dem vorliegenden Bericht gegenübergestellt.

Der Vergleich zeigt Folgendes:

- Bei den Gestehungskosten liegt der vorliegende Bericht ca. 1 Rp. unter den Angaben von Piot. Dies hängt primär damit zusammen, dass Piot höhere Gemeinkosten annimmt und einen kalkulatorischen Reingewinn als „Kosten“ betrachtet.
- Bei den Erlösen liegen beide Studien bei einer ähnlichen Grössenordnung. Wobei Piot davon ausgeht, dass damit alle Erträge berücksichtigt sind. Der vorliegende Bericht geht hingegen davon aus, dass der Mehrwert für die Erneuerbarkeit der Wasserkraft in diesen Erlösen nicht bzw. nur marginal berücksichtigt ist. Dies weil entsprechende Daten derzeit nicht zur Verfügung stehen und kaum sinnvoll berechnet / abgeschätzt werden können und das Erlöspotenzial noch nicht optimal ausgeschöpft wird. Weiter wird in diesem Bericht davon ausgegangen, dass die möglichen Handelserträge mit der Abgeltung von SDL nicht vollständig erfasst sind. Mangels belastbarer Daten, wurden diese nicht in die Rechnung integriert.
- Im Unterschied zu Piot ist in der vorliegenden Studie auch die Marge des Detailhandels von Interesse, weil die Rentabilität der Wasserkraft im Zusammenhang mit der politischen Wasserzinsdiskussion über alle Wertschöpfungsstufen hinweg betrachtet werden muss. Bei Berechnung der Rentabilität der Wasserkraft über alle Wertschöpfungsstufen hinweg resultiert im betrachteten Zeitraum eine Nettomarge bzw. ein

Nettogewinn von 1.2 Rp./kWh im Gegensatz zum von Piot nachgewiesenen Nettoverlust im Grosshandel von 0.7 Rp./kWh.

Die Studie Frauendorfer, K. / Schürle, M. (2017) beschäftigt sich ausschliesslich mit der Frage über welches Erlöspotenzial die Speicherkraftwerke verfügen, wenn sie nach üblichen Optionspreismodellen bewertet werden. In dieser Studie wird für die Schweizer Speicherkraftwerke im Mittel ein Erlöspotenzial von 7.8 Rp./kWh für die Jahre 2011/12 – 2015/16 nachgewiesen. Dieses Erlöspotenzial liegt offensichtlich mehr als 1 Rp. über den Werten von Piot und BHP für die Speicherkraft.

Tab. 15 Vergleich Ergebnisse Piot (Swisselectric) / BHP

Verfasser Jahre	Piot / Swisselectric			BHP
	2011 - 2015			2011 - 2015
Kraftwerktyp	LKW	SKW	Gewichtetes Mittel (für Vergleichbarkeit durch BHP)	Gewichtetes Mittel LKW/SKW
Anteil 2015	45%	55%		
Gestehungskosten Partnerwerk	4.9	5.6	5.2	5.1
Korrektur Systemdienstleistungen	0.0	0.1	0.1	-
Korrektur Dividende*	-0.2	-0.3	-0.2	-
Korrektur Energiekosten Pumpen (Basis 45 EUR/MWh)	-	0.1	0.0	-
Korrektur grössere Effekte (Einfluss > 0.1 Rp./kWh)	-0.1	0.1	0.0	-
Gemeinkosten Grosshandel	0.8	0.8	0.8	0.6
Eigenkapitalkosten Partneraktionär (kalk., Basis 7.97%)*	0.6	1.0	0.8	-
Gestehungskosten auf Stufe Partneraktionär	6.1	7.3	6.8	5.7
Energieertrag	5.1	6.1	5.7	5.6
Systemdienstleistungsertrag	0.1	0.7	0.4	0.5
Weitere Handelserträge / Portfoliooptimierung usw.				?
Gesamtertrag aus Wasserkraftvermarktung	5.2	6.8	6.1	6.0
Gewinn Stufe Grosshandel Schweiz	-0.9	-0.5	-0.7	0.4
Bruttomarge Detailhandel (nur Energieanteil bezogen auf Wasserkraft)				2.2
Gemeinkosten Detailhandel (nur Energieanteil)				-1.4
Total Nettomarge über Gross- und Detailhandel				1.2

*: Alle Finanzaufwendungen der Partnerwerke sind bereits in den Gestehungskosten berücksichtigt.

Das Erlöspotenzial aufgrund der Zahlungsbereitschaft der Endkunden für die "Erneuerbarkeit" der Wasserkraft ist in diesen Zahlen nur marginal berücksichtigt. Wir gehen davon aus, dass bei der Schaffung eines echten Markts mit Herkunftsnachweisen oder bei der besseren Vermarktung der Wasserkraft als erneuerbare Energie gegenüber dem Endkunden (sowohl Haushalte wie Unternehmen) ein beträchtliches zusätzliches Erlöspotenzial besteht.

Quelle: BHP – Hanser und Partner AG; Piot, M. (2017)

10.2.4 Erkenntnisse für die Wasserkraftkantone

Frage aus dem Auftrag: Welche Erkenntnisse ergeben sich für die Wasserkraftkantone aufgrund der Analysen in diesem Bericht?

Die Erkenntnisse und Grundlagen aus diesem Bericht dienen einerseits für die Legitimation der Wasserzinsen und andererseits auch der Gestaltung eines künftigen Wasserzinsmodells. Gleichzeitig zeigt das Konzept des „Nudging“ eine Möglichkeit auf, um aus der vergleichsweise hohen Zahlungsbereitschaft der Konsumenten für Wasserkraft einen monetären Mehrwert zu generieren.

Erkenntnisse Legitimation der Höhe der Wasserzinsen

Bezüglich der Legitimation der Höhe der Wasserzinsen ergeben sich folgende Erkenntnisse aus dem Bericht:

- **Immer Gewinne geschrieben:** Im Betrachtungszeitraum 2000 bis 2016 hat die Elektrizitätsbranche als Ganzes mit der Wasserkraft Gewinne geschrieben, unab-

hängig von den auch in früheren Phasen bereits tiefen Marktpreisen und dem bestehenden Wasserzinssystem. Diese Gewinne variierten zwischen einem und vier Rappen pro Kilowattstunde für den Schweizer Markt und den Aussenhandel, wobei sie in den letzten Jahren tendenziell gesunken sind. Darin nicht berücksichtigt sind Zuschläge für die höhere Wertigkeit der Wasserkraft und die Systemdienstleistungen. Auch für die kommenden Jahre dürfte sich – sofern der Markt nicht vollständig geöffnet wird – an der Ertragslage wenig ändern. Der Grossteil der Gewinne entfällt auf den Schweizer Markt, d.h. sie wurden dadurch erwirtschaftet, dass die durch die nach wie vor mehrheitlich an ihre EVU gebundenen Konsumenten Elektrizitätspreise bezahlt haben, welche deutlich über den Produktionskosten der analysierten Partnerwerke lagen. Sofern die Teilliberalisierung des Schweizer Elektrizitätsmarkts aufrechterhalten wird, ist nicht davon auszugehen, dass die Gewinne in diesem Geschäftsfeld deutlich abnehmen. Zunehmende Schwierigkeiten bei anhaltend tiefen Marktpreisen haben vor allem diejenigen EVU zu erwarten, welche über wesentliche Anteile an Eigenproduktion ohne entsprechende Kunden im gebundenen Markt verfügen. Dies ist zwar eine klare Minderheit aller Unternehmen, es handelt sich dabei aber um sehr grosse Unternehmen.

- **Nutzniessung mehrheitlich bei Aktionären:** Wird die Gewinnverwendung der Branche betrachtet, so kann festgestellt werden, dass die durch die Wasserzinsen seit 2003 erzielten Einnahmen mit Ausnahme von zwei Jahren deutlich unterhalb der Dividendenzahlungen an die öffentliche Hand lagen. In der Mehrheit der betrachteten Geschäftsjahre haben die Eigentümerkantone somit deutlich höhere Erträge erwirtschaftet als die Wasserkraftkantone.
- **Konstante Produktionskosten:** Die Produktionskosten (Rp./kWh) sind seit dem Jahr 1999 relativ konstant geblieben. Zwar wurden die Wasserzinsen erhöht, im Gegenzug dazu haben die Produktionsunternehmen jedoch von sinkenden Kapitalmarktsätzen profitiert, womit die höheren Wasserzinsen mehr als kompensiert wurden. Interessanterweise hat das gebundene Kapital nicht wesentlich abgenommen, was darauf schliessen lässt, dass in den letzten Jahren bei vielen Kraftwerken Reinvestitionen vorgenommen wurden. Aufgrund des Investitionszyklus und in Hinblick auf die Heimfälle (die Mehrheit davon in den nächsten 25 bis 30 Jahren) ist davon auszugehen, dass beim Bestand der Wasserkraftwerke das gebundene Kapital in den nächsten Jahrzehnten eher abnimmt und so eine weitere Entlastung auf der Zins- und Abschreibungsseite eintreten sollte.

Ausgestaltung Wasserzinsmodell

Bezüglich der Ausgestaltung des Wasserzinsmodells können folgende Schlussfolgerungen gezogen werden:

- Wenn ein Modell flexibilisiert wird, ist grundsätzlich festzulegen, **ob die Erträge des Grosshandels (z.B. EEX) oder des Detailhandels (Versorgung Endkonsument)** als Indexbasis betrachtet werden sollen.
- Solange der Markt nicht geöffnet ist, **spielt der Detailhandel eine wesentliche Rolle**. Es kann nicht sein, dass die Wasserzinsen gesenkt werden, solange im Detailhandel nach wie vor wesentliche Gewinne erwirtschaftet werden können. Mit dem Detailhandel als Grundlage könnte von den Energietarifen oder den gemäss Statistik tatsächlich bezahlten Preisen ausgegangen werden und der resultierende Ertrag pro Rp./kWh ermittelt werden. Von diesem könnten dann die Gemeinkosten für Vertrieb und Einkauf & Handel auf Stufe Detailhandel (gemäss Analysen in diesem Bericht 1.4 Rp./kWh) abgezogen und die resultierende Grösse den Produktionskosten des Kraftwerkskorbs gegenübergestellt werden. Weiter würden die Einnahmen von SDL, Aussenhandel und allfälligen Herkunftsnachweisen hinzuaddiert.
- Sollte der **Grosshandel** als bestimmende Grösse verwendet werden, so ist darauf zu achten, dass zusätzlich zu den Produktionskosten der Partnerwerke maximal die

Gemeinkosten für die Wertschöpfungsstufe Grosshandel (also „Einkauf & Handel“) hinzugeschlagen werden. Aufgrund unserer Stichproben dürfte ein Zuschlag von 0.6 Rp./kWh argumentierbar sein. Weiter gehen wir davon aus, dass die Wertigkeit der Wasserkraft im Mittel bei 106 bis 116 Prozent des Base-Preises liegen müsste und dies im Modell auch so zu berücksichtigen wäre. Die von uns in diesem Bericht verwendete Methodik könnte genutzt werden, um die Wertigkeit jährlich zu ermitteln. Es kann aber nicht ausgeschlossen werden, dass die Wertigkeit künftig gegen Null tendiert. Zudem sollten auch die Flexibilitätsprämien auf Basis des Intradayhandels berücksichtigt werden. Weiter können sowohl Systemdienstleistungen wie auch die Beiträge des Aussenhandels rechnerisch ermittelt und den Erträgen zugerechnet werden. Hierbei haben wir mit diesem Bericht einen annähernden methodischen Ansatz entwickelt. Auch bei den Systemdienstleistungen kann nicht ausgeschlossen werden, dass diese sich in Richtung Null bewegen werden.

- **Datentransparenz als zwingende Modellvoraussetzung:** Ein Wechsel des Wassererzinsmodells hin zu einem flexibilisierten Modell mit Ressourcenrente setzt zwingend die Offenlegung der Daten zu sämtlichen Kosten und Erlösen der mit der in den einzelnen Kraftwerken produzierten Wasserkraft und deren Verwertung durch die Gesellschaftseigner voraus. Eine faire Ressourcenrente ist nur auf Basis vollständiger Datentransparenz umsetzbar.

Standardtarif Schweizer Wasserkraft

Monetärer Mehrwert für Wasserkraft bei entsprechendem Standardtarif

Die Analyse der Zahlungsbereitschaft von Konsumenten für Elektrizität zeigt, dass eine erhöhte Zahlungsbereitschaft für Wasserkraft besteht. Gleichzeitig ist die Wechselquote zwischen Anbietern und zwischen Tarifen innerhalb von Anbietern aufgrund der damit verbundenen Aufwendungen im Vergleich zum Einsparpotenzial und einer gewissen „Trägheit“ (Elastizität) tief. Durch „Nudging“, d.h. der gezielten Auswahl einer Standardsituation, kann das Verhalten von Personen und Unternehmen beeinflusst werden. Dies bedeutet, dass die erhöhte Zahlungsbereitschaft für Schweizer Wasserkraft in einem monetären Mehrwert umgewandelt werden kann, wenn in den Standardtarifen der EVU Wasserkraft enthalten ist und für diese ein Aufpreis gegenüber dem Graustrom verlangt wird. Aktuell wird diese Ertragsquelle der Schweizer Wasserkraft nur von wenigen EVU genutzt.

Literaturverzeichnis

- BFE (2009): Ein Fünftel des Stroms aus Schweizer Steckdosen ist unbekannter Herkunft. Medienmitteilung vom 29. Juni 2009.
- BFE (2017): Schweizerische Statistik der Erneuerbaren Energien. Ausgabe 2016. Vorabzug.
- BFE (2017a): Elektrizitätsstatistik 2016.
- BFE (2016a): Stromkennzeichnung: Vollständige Deklarationspflicht mit Herkunftsnachweisen.
- BFE (2016b): Die bedeutendsten Wasserkraftanlagen der Schweiz.
- BFS (2016a): Monatlicher Bruttolohn (Zentralwert) nach Wirtschaftsabteilungen, beruflicher Stellung und Geschlecht.
- BFS (2016b): Arbeitsstätten und Beschäftigte nach Jahr, Kanton, Wirtschaftsabteilung (NOGA 2008) und Variable.
- BFS (2017): Landesindex der Konsumentenpreise.
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (2014): Monitoring-Bericht 2014.
- EICom (2015): Entwicklung der Wechselrate im Strommarkt. Presserohstoff vom 20. Nov. 2015.
- Elcom (2016): Newsletter 11/2016 der Elcom.
- Energy Brainpool (2013): Zusammenhang von Strombörsenpreisen und Endkundenpreisen. Studie im Auftrag der Agora Energiewende.
- Frauendorfer, K. / Schürle, M. (2017): Das Erlöspotenzial der Schweizer Grosswasserkraft, unveröffentlichte Studie im Auftrag der Regierungskonferenz der Gebirgskantone.
- Filippini, M., Geissmann, T. (2014): Kostenstruktur und Kosteneffizienz der Schweizer Wasserkraft. Schlussbericht zuhanden des Bundesamts für Energie BFE.
- Piot, M. (2017): Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft in der Schweiz, in: Wasserwirtschaft 1/2017.
- SNB (2016): Statistisches Monatsheft. Zinssätze und Devisenkurse.
- Swisselectric (2015): Steigende Kosten, sinkende Preise: Wirtschaftlichkeit der bestehenden Wasserkraftwerke. Swissgrid (2017): Geschäftsberichte der Jahre 2009 bis 2016.
- Truffer, B.; Bruppacher, S.; Behringer, J. (2002): Nachfrage nach erneuerbarem Strom. Ergebnisse einer Fokusgruppenerhebung in den Städten Bern, Zürich und Stuttgart.

Das Erlöspotenzial der Schweizer Grosswasserkraft

Studie im Auftrag der
Regierungskonferenz der Gebirgskantone

White Paper

Karl Frauendorfer, Michael Schürle
(ior/cf-HSG, Universität St.Gallen)

28. August 2017

Würdigung: Die in dieser Studie erzielten Ergebnisse basieren auf Methoden des ior/cf-HSG, deren Entwicklung als Teil der Aktivitäten innerhalb des SCCER CREST finanziell durch die KTI mitunterstützt wurde.

1. Einleitung

Das Erlöspotenzial der Schweizer Wasserkraft bestimmen die Faktoren Preisniveau, Saisonalität der stündlichen Strompreiskurve, Volatilität am Spot- und Futures-Markt, Speichervolumen, Zuflüsse sowie Leistung und Flexibilität der Kapazitäten. Die flexiblen Erzeugungskapazitäten der Speicherkraftwerke eröffnen den Stromproduzenten nicht nur den Zugang zum Markt für Systemdienstleistungen, diese Kapazitäten bilden auch die Basis für das *Asset-backed Trading* im Stromhandel, das über die Erlöse der *physischen Lieferung* hinaus ein zusätzliches Erlöspotenzial bietet.

Das *Asset-backed-Trading* und das *Proprietäre Trading* bilden die beiden Pfeiler des Stromhandels der Stromproduzenten. Während für das *Proprietäre Trading* primär unternehmerisches Risikokapital in Form von Eigenkapital hinterlegt werden muss, dienen die physischen Speicherkapazitäten als Sicherheit für das *Asset-backed Trading*. Sinkt das Eigenkapital, so sinkt auch das Risikokapital und damit der Stellenwert des *Proprietären Trading* innerhalb des Stromhandels. Der Stellenwert des *Asset-backed Tradings* innerhalb des Stromhandels hat in den letzten Jahren hingegen zugenommen. Die Integration der EGL in die Axpo 2012 verdeutlicht diese Stossrichtung.

Das Ziel dieser Studie besteht darin, einen Beitrag zur aktuellen Diskussion um die Wasserzinsen zu leisten. Insbesondere wird die Notwendigkeit aufgezeigt, die Schweizer Grosswasserkraft unter Einbindung ihrer Flexibilität gemäss ihrer Bedeutung für Versorgungssicherheit und Stromhandel zu würdigen.

2. Ausgangssituation

Die Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz [2] dokumentiert die Kapazitäten und Kraftwerkzentralen der einzelnen Kantone, und das BFE veröffentlicht jährlich die Schweizerische Elektrizitätsstatistik [1], insbesondere die Produktion für Speicherkraftwerke und Laufwasserkraftwerke .

Im Rahmen des Auftrags bestimmen wir auf Basis dieser öffentlich verfügbaren Daten für die Grosswasserkraftwerke der Schweiz sowie für jene der Kantone Graubünden und Wallis das Erlöspotenzial

- i) retrospektiv für die hydrologischen Jahre 2008/09 bis 2015/16 unter Einbezug der veröffentlichten monatlichen Produktionsdaten,
- ii) prospektiv für die hydrologischen Jahre 2017/18 bis 2020/21 auf Basis der per 21. Juli 2017 aktuellen Futures-Märkte für die Jahre 2017-2021, wobei für die Erzeugung die monatliche Produktion 2015/16 als Prognose zugrunde gelegt wird,

- iii) für die hydrologischen Jahre 2025/26 und 2029/30 auf Basis verfügbarer Preisprognosen; für die Erzeugung wird wiederum die monatliche Produktion 2015/16 als Prognose zugrunde gelegt.

Die ausgewiesenen Erlöspotenziale beziehen sich auf jene Produktionsanteile (ohne Pumpenergie), die im Stromhandel vermarktet werden. Das Volumen der Grundversorgung bzw. die Strompreise der Endkunden in der Grundversorgung fließen in diese Studie nicht ein. Auch Absicherungsgeschäfte werden in dieser Studie nicht berücksichtigt, weil diese primär einer Glättung der Erlöse über die Geschäftsjahre dienen.

Die Produkte an der EPEX-Spot werden in EUR gehandelt, dies gilt für das Marktgebiet Deutschland/Österreich (D/A) wie auch für das Marktgebiet Schweiz (CH). Die in EUR berechneten Erlöspotenziale werden in CHF unter Verwendung der über die hydrologischen Semester gemittelten Wechselkurse ausgewiesen. Für die zukünftigen Erlöse wird fix ein Wechselkurs von 1.10 CHF/EUR angenommen.

Für die Berechnung der Erlöse aus der *physischen Lieferung* legen wir die täglichen Auktionen im Rahmen des Day-Ahead-Marktes für die Stundenlieferungen zugrunde. Für die Vermarktung der flexiblen Speicherkraftwerk-Kapazitäten im Rahmen des *Asset-backed Tradings* stehen Handelsplattformen zur Verfügung, die alle europäischen Marktgebiete umfassen. Die Schweizer Stromproduzenten haben Zugang zu diesen internationalen Handelsplätzen, die über die Day-Ahead-Auktionen hinaus einen zeitstetigen Stromhandel ermöglichen. Da für ein *Asset-backed Trading* primär die Marktgebiete in den Nachbarstaaten der Schweiz von Bedeutung sind, legen wir für diese Studie die Strombörse EPEX-Spot mit den Marktgebieten Schweiz (CH) und Deutschland/Österreich (D/A) als repräsentativen Markt zugrunde. Für das Marktgebiet CH werden die täglichen Day-Ahead-Auktionen (CH) zugrunde gelegt. Für das Marktgebiet D/A existiert innerhalb der Strombörse EPEX-Spot zusätzlich zur täglichen Day-Ahead-Auktion (D/A) ein Intra-Day-Handel (ID-Handel), der als zeitstetiger Stromhandel eine wichtige Bedeutung für das *Asset-backed Trading* hat.

Für die hydrologischen Jahre der Periode 2017-2021 werden die für den Handelstag 21. Juli 2017 veröffentlichten stündlichen Preis-Forward-Kurven (HPFCs) verwendet [6]. Für die Jahre 2025 bis 2026 werden ausgewählte Preisszenarien aus [5] unter Einbindung der aktuellen Saisonalitätskurven des Handelstags 21. Juli 2017 angepasst. Die Anpassungen der Preisszenarien für den Zeithorizont 2025-2030 unterliegen im Weiteren dem Martingale-Konzept des Asset Pricings.

3. Vermarktung der Grosswasserkraft

Der Markt für Systemdienstleistungen (SDL) bildet die Grundlage der Versorgungssicherheit. Im SDL-Markt werden primär die flexiblen Kapazitäten den Übertragungsnetzbetreibern als eine Art Option angeboten. Der SDL-Erlös stellt somit eine Optionsprämie dar. Im Gegensatz dazu werden im Stromhandel die Erlöse im Rahmen eines *Asset-backed Tradings* über eine Replikation dieser Option generiert. Der Markt für SDL steht somit in direkter Konkurrenz zum Stromhandel, in welchem ebenfalls die Flexibilität eines Speicherkraftwerks vermarktet wird. Die geschätzten Erlöse aus dem *Asset-backed Trading* liefern somit die Basisinformation für die Angebotsstellung im SDL-Markt. Der Vollständigkeit halber sei erwähnt, dass auch Laufwasserkraftwerke mit negativer Tertiärregelleistung am Markt für Systemdienstleistungen partizipieren können. In dieser Studie weisen wir das damit verbundene Erlöspotenzial jedoch nicht aus.

Laufwasserkraftwerke werden für die Day-Ahead-Auktion preisunabhängig angeboten, weshalb der Tages-Base den Erlös je MWh definiert. Eine gute Prognose für das Volumen ist in diesem Zusammenhang wichtig, die jedoch aufgrund der beobachtbaren Pegelstände und hochwertigen, kurzfristigen Wetterprognosen vorausgesetzt werden darf.

Im Gegensatz zu Laufwasserkraftwerken werden Speicherkraftwerke preisabhängig angeboten. Der Preis, zu dem eine flexible Leistung an den Day-Ahead-Markt gestellt wird, bezeichnet man als Trigger-Preis. Das bedeutet, dass die Turbinen-Kapazität nur für jene Stunden angeboten wird, in denen der Marktpreis grösser oder gleich dem Trigger-Preis ausfällt. Der resultierende durchschnittliche Erlös eines Tags liegt somit oberhalb des Trigger-Preises.

Die Höhe des Trigger-Preises richtet sich primär nach der verfügbaren Kapazität, dem Speicherlevel, dem kurzen Ende der stündlichen Preis-Forward-Kurve und der Zufluss-Prognose. Je grösser (kleiner) der Speicherlevel bzw. die Zufluss-Prognose bei gleicher Turbinen-Kapazität, umso kleiner (grösser) fällt der Trigger-Preis aus. Die Trigger-Preise werden deshalb vom Stromhändler täglich neu berechnet.

Das flexible Speicherkraftwerk stellt eine Option dar, deren Prämie direkt dem Übertragungsnetzbetreiber angeboten werden kann oder im Rahmen eines *Asset-backed Tradings* als Replikation über den Stromhandel generierbar ist. Die Differenz zwischen durchschnittlichem Erlös und Trigger-Preis stellt den *inneren Wert der Turbinen-Kapazität* dar und wird dem Wert der *physischen Lieferung* angerechnet. Der entsprechende Zeitwert der Turbinen-Kapazität repräsentiert den Erlös aus dem *Asset-backed Trading*.

4. Methodisches Vorgehen

In der vorliegenden Studie beziehen wir uns auf die in [2] veröffentlichten Kapazitäten der Speicher- und Laufwasserkraftwerke für die Schweiz bzw. für die Kantone Graubünden und Wallis sowie auf die historischen monatlichen Produktionen in der Schweiz (veröffentlicht in [1]). Daraus schätzen wir für die Periode 2008-2016 auf Basis der in [2] prognostizierten Produktion der kantonalen Wasserkraftwerke die historische monatliche Produktion in Graubünden und im Wallis. Diese Produktionsdaten projizieren wir auf Wochen. Für die zukünftigen Perioden 2017-2021 bzw. 2025/26 und 2029/30 legen wir die stündlichen Forward-Preiskurven, die wöchentliche Produktion des hydrologischen Jahres 2015/16 sowie die verfügbaren Kapazitäten zugrunde.

Auf Basis der so ermittelten wöchentlichen Produktion, der verfügbaren Leistung in den Speicherkraftwerken und der wöchentlich zugrundeliegenden stündlichen Preiskurven bestimmen wir die wöchentlichen Trigger-Preise. Damit lässt sich für jede Woche das durchschnittliche Erlöspotenzial der Speicherkraftwerke näherungsweise bestimmen. Da dieses Vorgehen auf eine tägliche Neuberechnung des Trigger-Preises verzichtet, dürfen wir das auf Wochenbasis berechnete Erlöspotenzial als konservative Schätzung für die real erzielbaren Erlöse der Speicherkraftwerke ansehen.

In der Folge mitteln wir alle wöchentlichen Trigger-Preise und Erlöspotenziale über die hydrologischen Halbjahre (Winter und Sommer) und erhalten somit das Erlöspotenzial je MWh für die Winter- und Sommer-Monate ausgewiesen. Dadurch ist auch jeweils für die Halbjahre der *innere Wert* der flexiblen Turbinen-Kapazität bestimmt, der in die Erlöse der *physischen Lieferung* einfließt. Für die Bestimmung des zusätzlichen Erlöspotenzials aus dem *Asset-backed Trading* legen wir als Referenzmodell das Optionspreis-Modell nach Black-Scholes zugrunde. Das Black-Scholes-Modell dient in dieser Studie lediglich als Benchmark. Stromhändler greifen in der Regel im Rahmen ihres *Asset-backed Tradings* auf allgemeine Preismodelle zurück, um die Realität der Preisdynamiken besser abzubilden.

5. Zusammenfassung der Ergebnisse

Basierend auf den Day-Ahead-Auktionen fürs Marktgebiet Schweiz (CH) ist das Erlöspotenzial für eine *physische Lieferung* der Schweizer Speicherkraftwerke von 10.7 Rp./kWh im hydrologischen Jahr 2008/09 auf 4.69 Rp./kWh 2015/16 eingebrochen. Unter Einbezug der aktuellen Futures-Märkte bleibt das Niveau zwischen 5.02 und 5.18 Rp./kWh bis 2020/21.

Unter Einbindung des *Asset-backed Tradings* sind für Schweizer Produzenten die mittels flexibler Speicherkraft erzielbaren Zusatzerlöse von 2.14 Rp./kWh 2008/09 auf 3.40 Rp./kWh 2010/11 gestiegen und anschliessend bis auf 1.05 Rp./kWh 2015/16

gesunken. Unter Einbezug der aktuellen Futures-Märkte bleibt das Niveau zwischen 1.18 und 1.38 Rp./kWh bis 2020/21.

Der erzielte Gesamterlös für die Schweizer Speicherkraftwerke ist von 12.87 Rp./kWh 2008/09 auf 5.73 Rp./kWh 2015/16 eingebrochen. Unter Einbezug der aktuellen Futures-Märkte bleibt das Niveau zwischen 6.11 und 6.62 Rp./kWh bis 2020/21.

Speicherkraftwerke													
	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18	18/19	19/20	20/21
Erlös D-A (CH)	10.73	8.80	8.28	7.83	6.92	5.91	5.19	4.69	5.18	5.24	5.06	5.02	5.07
Asset Based Trading	2.14	2.36	3.40	2.16	2.19	1.83	1.38	1.05	2.12	1.38	1.13	1.10	1.18
Gesamterlös	12.87	11.15	11.68	9.98	9.11	7.73	6.57	5.73	7.30	6.62	6.18	6.11	6.25

Tabelle 1: Erlöse (in Rp./kWh) für Speicherkraft (Berechnungen des ior/cf-HSG)

Jene Werte, die sich auf das aktuelle hydrologische Jahr 2016/17 beziehen, umfassen einerseits die historischen Werte bis Juni 2017, während die Werte zwischen Juni 2017 und Ende September 2017 den kurzfristigen Dotierungen und der daraus abgeleiteten stündlichen Forward-Preiskurve des Handelstags 21. Juli 2017 unterliegen. Die verglichen mit dem Vorjahr ausgewiesenen höheren Erlöse liegen in den höheren Day-Ahead-Preisen des ablaufenden hydrologischen Jahrs begründet. Demnach dürfen die Schweizer Produzenten aktuell für die Speicherkraft mit einem Gesamterlös von 7.30 Rp./kWh rechnen, der sich aus einem Anteil für die *physische Lieferung* in der Höhe von 5.18 Rp./kWh und einem Anteil aus dem *Asset-backed Trading* in der Höhe von 2.12 Rp./kWh zusammensetzt.

Der erzielte Gesamterlös für die Schweizer Laufwasserkraft ist von 7.27 Rp./kWh 2008/09 auf 3.58 Rp./kWh 2015/16 eingebrochen. Unter Einbezug der aktuellen Futures-Märkte bleibt das Niveau zwischen 4.07 und 4.19 Rp./kWh bis 2020/21.

Laufwasserkraftwerke													
	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18	18/19	19/20	20/21
Erlös	7.27	6.74	6.84	5.91	5.16	4.47	4.01	3.58	4.13	4.19	4.03	4.01	4.07

Tabelle 2: Erlös (in Rp./kWh) für Laufwasserkraft (Berechnungen des ior/cf-HSG)

Auf die längere Frist bis 2029/30 ist für das Erlöspotenzial der Schweizer Speicherkraft mit einer Bandbreite zwischen 4.0 Rp./kWh und 11.1 Rp./kWh und für das Erlöspotenzial der Schweizer Laufwasserkraft mit einer Bandbreite zwischen 2.1 Rp./kWh und 8.0 Rp./kWh zu rechnen.

Das Erlöspotenzial der Walliser Speicherkraftwerke fällt um ca. 2% höher als der Schweizer Durchschnitt aus, jenes der Graubündner Speicherkraftwerke um ca. 2% tiefer. Das liegt daran, dass relativ zur Zufluss-Menge bzw. zum Speicher-Volumen die Turbinen-Kapazitäten im Kanton Wallis flexibler genutzt werden können. Dies spiegelt sich nicht nur in den höheren Zusatz-Erlösen im Rahmen des *Asset-backed*

Tradings wieder, sondern bereits im höheren *inneren Wert* der Walliser Speicherkraftwerke.

Für detaillierte Ausführungen zu den Berechnungen verweisen wir auf die technische Dokumentation zu dieser Studie.

6. Bezug zur *swisselectric*-Studie [4]

Die in der *swisselectric*-Studie [4] ausgewiesenen „Optimierte Erträge“ für Speicher- und Laufwasserkraft stimmen mit den von uns für die Day-Ahead-Auktionen (Marktgebiet Schweiz) erzielten Erlösen überein.

So wird in [4, Seite 21, Tabelle 2] für das Jahr 2015 unter „Optimierte Erträge“ für die Speicherkraft der Wert 5.2 Rp./kWh ausgewiesen. Dieser Wert entspricht jenen 5.19 Rp./kWh, die wir als Erlös im Rahmen der Day-Ahead-Auktion (CH) in der obigen Tabelle 1 für das hydrologische Jahr Oktober 2014 - September 2015 ausweisen.

Als Durchschnitt über die Jahre 2011-2015 wird in [4] unter „Optimierte Erträge“ der Wert 6.8 Rp./kWh ausgewiesen. Bilden wir den Durchschnitt unserer für die Day-Ahead-Auktion (CH) ausgewiesenen Erlöse über die hydrologischen Jahre 2010/11-2014/15, so erhalten wir für die Speicherkraft 6.83 Rp./kWh.

Für die Laufwasserkraft wird in [4] für das Jahr 2015 unter „Optimierte Erträge“ der Wert 4.2 Rp./kWh ausgewiesen. Dieser Wert entspricht jenen 4.01 Rp./kWh, die wir als Erlös im Rahmen der Day-Ahead-Auktion (CH) in der obigen Tabelle 2 für das hydrologische Jahr 2014/15 ausweisen.

Als Durchschnitt über die Jahre 2011-2015 wird in [4] für die Laufwasserkraft unter „Optimierte Erträge“ der Wert 5.2 Rp./kWh ausgewiesen. Bilden wir den Durchschnitt unserer für die Day-Ahead-Auktion (CH) ausgewiesenen Erlöse über die hydrologischen Jahre 2010/11-2014/15, so erhalten wir für die Laufwasserkraft 5.28 Rp./kWh.

Damit werden in der *swisselectric*-Studie die Wirtschaftlichkeitsberechnungen ausschliesslich auf den Erträgen aus den Day-Ahead-Auktionen (Marktgebiet CH) abgestützt. Jene zusätzlichen Erträge, die mittels der Schweizer Speicherkraftkapazitäten aus dem *Asset-backed Trading* erwirtschaftet werden, sind nicht berücksichtigt.

Der Vollständigkeit halber sei festgehalten, dass im Rahmen der Overheadkosten [4, Seite 21], die mit 0.8 Rp./kWh quantifiziert werden, die Aufwendungen für den Stromhandel – und damit auch die Aufwendungen für das *Asset-backed Trading* – mitberücksichtigt sind.

7. Bezug zum ElCom-Bericht [3]

Dem Schreiben der ElCom [3] – worauf bereits im Rahmen eines Medienberichts der NZZ über die Strombranche am 8. Juli 2017 Bezug genommen wurde - ist zu entnehmen, dass die Erlöse aus den Systemdienstleistungen in der Wirtschaftlichkeitsberechnung mit einfließen. Für das Jahr 2016 werden diese unter Verweis auf den Geschäftsbericht der Swissgrid mit 200 Mio. CHF quantifiziert.

Die Systemdienstleistungen sind Teil des *Asset-backed Tradings*. Wenn wir den in Tabelle 1 für das hydrologische Jahr 2015/16 ausgewiesenen Zusatzerlös fürs *Asset-backed Trading* in Höhe von 1.05 Rp./kWh nehmen und diesen mit der Produktionsmenge aus Speicherkraft von gerundet 20 TWh multiplizieren, so erhalten wir 210 Mio. CHF. Es wird allerdings für die Bereitstellung der Regelenergie nicht die gesamte Kapazität der Schweizer Speicherkraftwerke benötigt, weshalb der restliche Teil der Speicherkraftkapazitäten für den Stromhandel als Pfeiler des *Asset-backed Tradings* genutzt werden kann. Dies soll aufzeigen, dass unsere Quantifizierung der mittels *Asset-backed Tradings* erzielbaren Zusatzerlöse als konservativ einzustufen ist.

Wenn im ElCom-Bericht weiter von mehrheitlich positiven Betriebsergebnissen in den Jahresergebnissen der EVU gesprochen wird, darf man nebst dem stabilisierenden Effekt aus den regulierten Aktivitäten auch die zusätzlichen Erträge aus dem *Asset-backed Trading* dazu zählen, da diese Erträge in direktem Zusammenhang mit den Speicherkraftwerken in den Gebirgskantonen stehen.

8. Dokumente

[1] BFE (2017): *Schweizer Elektrizitätsstatistik 2008-2015*.

[2] BFE (2016): *Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (2008-2016)*.

[3] ElCom (2017): *Um- und Ausbau der Stromnetze, Entwurf 2*; Bericht der ElCom zuhanden der UREK-N betreffend Fragen der UREK-N im Schreiben vom 6. Juni 2017.

[4] Piot M. (2017): *Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft in der Schweiz*; in *Wasserwirtschaft* 1/2017.

[5] Schillinger M., Weigt H., Schumann R., Barry M. (2017): *Hydropower operation in a changing environment*. SCCER-CREST WP3 Working Papers.

[6] <https://www.iorcf.eu>: Tägliche Strompreisprognosen des ior/cf-HSG (seit 2008) für Marktgebiet Deutschland/Austria (seit 2008), Schweiz (seit 2008), Frankreich (seit 2015), Österreich (seit 2017), Deutschland (seit 2017).



Konferenz Kantonaler Energiedirektoren
Conférence des directeurs cantonaux de l'énergie
Conferenza dei direttori cantonali dell'energia
Conferenza dals directurs chantunals d'energia

Bundesamt für Energie
Sektion Wasserkraft
3003 Bern
revision-wrg@bfe.admin.ch

Bern, 11. September 2017

Stellungnahme Vernehmlassung Revision Wasserrechtsgesetz

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 22. Juni 2017 wurde die EnDK eingeladen, zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (WRG) Stellung zu nehmen. Wir bedanken uns für diese Möglichkeit und nehmen wie folgt Stellung:

I Allgemeine Beurteilung

Die Kantone haben bei der Beurteilung der Neuregelung der Wasserzinsen unterschiedliche Ausgangslagen. In den Wasserkantonen sind die Wasserzinsen eine wichtige und unverzichtbare Einnahme für Kantone und Gemeinden; sie sind von der Regelung der Wasserzinsen unmittelbar betroffen. Andere Kantone sind davon mittelbar in ihrer Eigenschaft als Eigentümer der Stromkonzerne betroffen; die Konzerne, die unter den aktuell tiefen Strompreisen leiden, müssen den Wasserzins als Aufwand in ihre Gestehungskosten einberechnen. Trotz dieser heterogenen Ausgangslage haben sich die kantonalen Energiedirektorinnen und -direktoren darauf geeinigt, eine gemeinsame Stellungnahme zur Neuregelung der Wasserzinsen zu verfassen. Mit ihrer Stellungnahme möchte die EnDK – insbesondere wegen der unterschiedlichen Betroffenheit ihrer Mitglieder – zu einer kompromissfähigen Lösung beitragen.

II Stellungnahme zu einzelnen Aspekten der Vorlage

a Aufteilung in Übergangs- und Langfristregelung

Die Vernehmlassungsvorlage sieht eine Übergangsregelung für die Jahre 2020 bis 2022 vor. Diese erlaubt es, den gesetzlichen Auftrag gemäss Art. 49 Abs. 1^{bis} WRG zu erfüllen und rechtzeitig eine Ablösung der bis Ende 2019 befristeten Regelung zu finden.

Wir begrüssen die Aufteilung der Vorlage in eine Übergangs- und eine Langfristregelung. Sie ermöglicht die langfristige Neuregelung der Wasserzinsen in Abstimmung mit dem neuen Strommarktdesign. Das Ende der Übergangsregelung sollte jedoch nicht an ein konkretes Datum ("bis Ende 2022") gebunden sein. Aufgrund der Komplexität der anstehenden Arbeiten kann nicht mit vollständiger Sicherheit davon ausgegangen werden, dass das neue Strommarktdesign pünktlich per 1.1.2023 in Kraft tritt. Wir regen deshalb eine offenere Formulierung der zeitlichen Befristung der Übergangsregelung an, welche an das Inkrafttreten des neuen Marktmodells anknüpft.

Antrag: Das Ende der Übergangsregelung ist an die "Inkraftsetzung eines marktnahen Modells" zu knüpfen und nicht an ein konkretes Datum.

b Vertiefte Prüfung der Variante zur Übergangsregelung für "notleidende Kraftwerke"

Die Vernehmlassungsvorlage schlägt im Erläuternden Bericht eine Variante vor, wonach das Wasserzinsmaximum nur für diejenigen Kraftwerke auf CHF 80/kW_{br} zu reduzieren ist, die "klar defizitär" sind. Als Kriterium könne hierzu die Marktprämienberechtigung für Grosswasserkraftwerke gemäss Art. 30 des neuen Energiegesetzes (nEnG) herangezogen werden. Die Variante ist in der Vernehmlassungsvorlage nicht weiter ausgearbeitet.

Wir begrüssen eine vertiefte Prüfung der Variante für "notleidende Kraftwerke". Sie stellt aus Sicht der Kantone eine prüfenswerte Kompromisslösung dar, da einzelne Mitglieder der EnDK die vorgeschlagene einheitliche Reduktion der Wasserzinsen auf CHF 80/kW_{br} als zu hoch, andere als zu niedrig erachten. Gemäss dem Erläuternden Bericht wird rund 50% des Wasserkraftstroms in der Grundversorgung abgesetzt, wo wegen des Gesteigungskostenprinzips keine Rentabilitätsprobleme bestehen. Diese Tatsache spiegelt sich auch im Bericht der ECom an die UREK-N zur finanziellen Lage der Wasserkraft wieder, welcher ein branchenweites "Missing Money" Problem der Schweizer Wasserkraft verneint. Die Variante erlaubt während einer Übergangsfrist eine bedarfsgerechte Unterstützung im Einzelfall. Die Unterstützung würde nicht nach dem "Giesskannenprinzip" erfolgen. Diesen Ansatz hat die EnDK bereits bei der mit dem nEnG eingeführten Marktprämie und bei der vom EnDK Vorstand im Rahmen der Strategie Stromnetze unterstützten Grundversorgungsprämie verfolgt. Im Rahmen der vertieften Prüfung der Variante regen wir an, dass die Elektrizitätsunternehmen, welche eine Wasserzinssenkung beanspruchen, vollständige Transparenz sowohl hinsichtlich der Aufwand- als auch der Erlösseite herstellen. Dabei ist darauf zu achten, dass nur die wirtschaftliche Situation der Wasserkraft abgebildet wird und allfällige andere Einflüsse auf die Unternehmensergebnisse, wie zum Beispiel Kosten und Erlöse anderer Produktionsformen, unberücksichtigt bleiben.

Antrag: Die Variante zur Übergangsregelung für "notleidende Kraftwerke" ist vertieft zu prüfen. Als Bedingung müssten Elektrizitätsunternehmen, die eine solche Wasserzinssenkung beanspruchen, volle Transparenz sowohl hinsichtlich der Aufwand- als auch der Erlösseite herstellen.

c Wasserzinsbefreiung für Wasserkraftwerke mit Investitionsbeiträgen

Die Vernehmlassungsvorlage sieht im neuen Art. 50a WRG vor, dass bei Wasserkraftwerken, für deren Neubau der Konzessionär einen Investitionsbeitrag nach Art. 26 nEnG erhält, während der für diesen Neubau notwendigen Frist und während 10 Jahren nach der Inbetriebnahme keine Wasserzinse erhoben werden dürfen. Die Regelung wendet sich sinngemäss auch auf Erweiterungen oder Erneuerungen nach Art. 26 nEnG an.

Wir lehnen die vorgeschlagene Neuregelung ab. Dieser Sachverhalt wurde bereits in den parlamentarischen Beratungen zum nEnG diskutiert und verworfen. Dass für neue Investitionen in die Wasserkraft zusätzliche Anreize notwendig sein können, ist nachvollziehbar. Jedoch ist auch in diesem Fall eine bedarfsgerechte Einzelfalllösung anzustreben. Sie soll berücksichtigen, dass auch das konzessionierende Gemeinwesen gewisse Anreize für eine Zustimmung zu einem neuen Wasserkraftprojekt oder für die Erweiterung oder Erneuerung einer bestehenden Anlage benötigt, um die in der Energiestrategie 2050 festgehaltenen Ausbauziele zu erreichen. Überdies besteht die Gefahr, dass die vorgeschlagene Wasserzinsbefreiung von der EU als staatliche Beihilfe qualifiziert würde und die

Regelung damit im Konflikt mit einem künftigen Stromabkommen zwischen der Schweiz und der EU stünde.

Antrag: Streichung von Art. 50a WRG

d **Zuständigkeitsdelegation für internationale Vereinbarungen an den Bundesrat**

Die Vernehmlassungsvorlage sieht eine Streichung des letzten Satzes des geltenden Art. 49 Abs. 1 WRG vor, wonach der Bund im internationalen Verhältnis bei jeder Änderung des Wasserzinsmaximums für die notwendige Abstimmung sorgt. Art. 7 WRG soll in einem zweiten Absatz mit einer Delegation der Zuständigkeit an den Bundesrat zum selbständigen Abschluss von internationalen Vereinbarungen im Bereich des Wasserrechts ergänzt werden.

Wir begrüßen die Streichung des letzten Satzes von Art. 49 Abs. 1 WRG. Sie täuscht jedoch darüber hinweg, dass der Bund mit dem überarbeiteten Art. 7 WRG dennoch eine Anpassung der Wasserzinsen vereinbaren kann und zwar mit geringerer Einflussmöglichkeit der Kantone als bisher. Aus diesem Grund lehnen wir die vorgeschlagene Ergänzung von Art. 7 WRG ab. Der Bund hat bei der Wasserkraft nur eine Grundsatzgesetzgebungskompetenz. Gemäss Art. 76 Abs. 5 der Schweizerischen Bundesverfassung (BV) entscheidet der Bund über Rechte an internationalen Wasservorkommen und damit verbundenen Abgaben unter Beizug der betroffenen Kantone. Er hat dabei gemäss Art. 76 Abs. 6 BV die Anliegen der Kantone, aus denen das Wasser stammt, zu berücksichtigen. Das in Art. 7 Abs. 3 WRG vorgesehene Anhörungsrecht der verfügungsberechtigten Kantone und Gemeinwesen trägt den oben genannten Verfassungsbestimmungen ungenügend Rechnung. Mit der vorgeschlagenen Neuregelung erhält die Bundesverwaltung zudem sehr weitgehende Vollmachten, welche ursprünglich dem Bundesrat zustanden. Es stellt sich jedoch die Frage, ob insbesondere bei Grenzkraftwerken, eine umfassende politische Würdigung der oben genannten Anliegen der Gewässerkantone durch den Bundesrat nicht zielführender wäre. Wir fordern deshalb eine Anpassung von Art. 7 Abs. 1 WRG, welche die Zuständigkeit des Bundesrats anstelle des Departements vorsieht. Weiter beantragen wir eine ersatzlose Streichung von Art. 7 Abs. 2 WRG, da uns hier eine explizite Staatsvertragskompetenz unnötig erscheint. Das in Art. 7 Abs. 3 WRG festgehaltene Anhörungsrecht der verfügungsberechtigten Gemeinwesen und Kantone ist zudem mit der in der Bundesverfassung enthaltenen Regelung zur Berücksichtigung der kantonalen Anliegen zu ergänzen.

Anträge zu Art. 7 WRG:

Die Zuständigkeit in Absatz 1 ist vom Departement auf den Bundesrat zu übertragen;

Absatz 2 ist ersatzlos zu streichen;

Absatz 3 ist als neuer Absatz 2 wie folgt anzupassen:

"Der Bundesrat berücksichtigt die Anliegen der Kantone, aus denen das Wasser stammt, und hört diese und die verfügungsberechtigten Gemeinwesen bei seiner Tätigkeit im Rahmen von Absatz 1 vorgängig an."

e **Weitere Aspekte**

Aufgrund der eingangs geschilderten heterogenen Ausgangslage der Kantone halten wir uns mit einer Stellungnahme zur konkreten Höhe der Wasserzinsen zu Gunsten der besonders betroffenen Kantone zurück. Da eine langfristig gültige Regelung der Wasserzinsen

ganz relevant von der neuen Ausgestaltung des Marktdesigns abhängt, verzichten wir zudem in diesem frühen Stadium auf eine Stellungnahme zu einem möglichen künftigen Modell, welches im Erläuternden Bericht zur Diskussion gestellt wird. Im Hinblick auf eine langfristige Regelung regen wir aber an zu prüfen, wie sich der Bund aufgrund der zentralen Stellung der Wasserkraft in der Energiestrategie 2050 an der Lösung der Rentabilitätsprobleme der Wasserkraft, soweit vorhanden, beteiligen kann.

Antrag: Kenntnisnahme

Wir bedanken uns im Voraus für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme.

Mit freundlichen Grüßen



RR Dr. Mario Cavigelli
Präsident EnDK

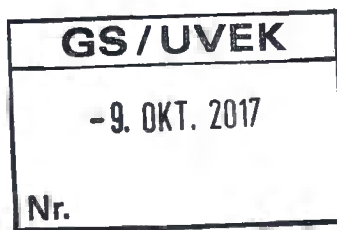


Caterina Mattle
Generalsekretärin EnDK



Jean-Marie Viaccoz

Préfet du District de Sierre | Techno-Pôle 10 | 3960 Sierre | 079 628 66 76



Madame la Présidente de
La Confédération
Doris LEUTHARD
Cheffe du DETEC
Kochergasse 6
3003 Berne

Réf. :JMVI/lp

Sierre, le 27 septembre 2017

**Projet de révision partielle de la loi sur l'utilisation des forces hydrauliques
Prise de position**

Madame la Présidente de la Confédération,
Mesdames, Messieurs,

Le Conseil fédéral a mis en consultation « *la révision partielle de la loi sur les forces hydrauliques (LFH)* » avec un délai de réponse fixé au 13.10.2017.

Le 21.09.2017, la Conférence des Présidents, soit les douze communes du District de Sierre, a tenu son Assemblée Générale. Les Présidents ont examiné les documents mis en consultation et ont établi leur prise de position :

- **Unaniment, les 12 présidents du District de Sierre rejettent la réduction générale de la redevance hydraulique actuellement de 110 CHF par kilowatt théorique à un nouveau seuil de 80 CHF par kilowatt théorique.**

Par ailleurs, la Conférence des Présidents soutient les avis déjà exprimés par la Conférence gouvernementale des cantons alpins (courrier du 28.08.2017) et par la Fédération des Communes valaisannes (courrier du 14.09.2017).

Nous vous remercions de nous avoir consultés à cet effet et vous adressons, Madame la Présidente de la Confédération, Mesdames, Messieurs, nos meilleures salutations.

Conférence des Présidents
Du District de Sierre

Jean-Marie Viaccoz
Préfet

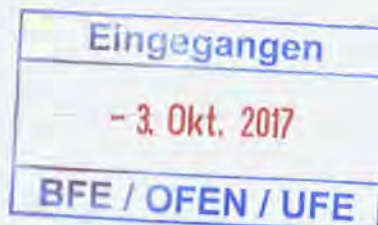
Dany Antille
Sous-Préfet

Copie par e-mail aux Présidents du District de Sierre



CH-3003 Bern, WEKO

Bundesamt für Energie
Sektion Wasserkraft
3003 Bern



Vorab per E-Mail an: revision-wrg@bfe.admin.ch
Unser Zeichen: 521-0506/sic/sup
Bern, 02.10.2017

521-0506: Vernehmlassung zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (WRG)

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir bedanken uns für die Einladung zur Stellungnahme im Rahmen der oben genannten Vernehmlassung und möchten dazu folgende Bemerkungen aus wettbewerblicher Sicht anbringen:

Bei der Beurteilung von Gesetzes- oder Verordnungsänderungen orientiert sich die Wettbewerbskommission am Grundsatz, dass Regulierungen generell wettbewerbsneutral ausgestaltet sind. Dies bedeutet, dass Staatseingriffe nicht ohne zwingende Erfordernisse Marktteilnehmer bevorzugen oder benachteiligen sollten. Dabei ist insbesondere auf die Technologieneutralität bzw. Technologieoffenheit von Erlassen und Massnahmen zu achten. Andernfalls besteht die Gefahr, dass die Verbreitung neuer erwünschter Technologien verunmöglicht wird.

Die vorliegend zu beurteilenden *Übergangsbestimmungen* der Wasserzinsregelung, welche eine Senkung des Wasserzinsmaximums vorsehen, – ebenso wie die durch das EnG vom 30. September 2016 eingeführte Marktprämie für die Wasserkraft – zeugen von einem starken politischen Willen zur Stärkung der Wasserkraft (gegenüber anderen Technologien). Diese Bestimmungen *ignorieren* den Grundsatz der Technologieneutralität *bewusst*. Die Wettbewerbskommission nimmt diesen (umwelt-)politischen Entscheid zur Stärkung der Wasserkraft zur Kenntnis und verzichtet diesbezüglich auf eine wettbewerbspolitische Beurteilung. Unter dieser Prämisse können lediglich nachfolgende Bemerkungen angebracht werden:

Im Hinblick auf die zur Debatte gestellte *Variante*, bei der nur die klar defizitären Kraftwerke von einer Senkung des Wasserzinsmaximums profitieren sollen, wäre darauf zu achten, dass defizitäre Betriebe nicht *per se* belohnt werden. Insbesondere sollte daher vermieden

werden, dass Defizite aufgrund schlechter unternehmerischer Entscheide vergütet werden oder Anreize zu betrieblichen Verlusten gesetzt werden. Insofern sollten zumindest die Kriterien einer Berechtigung dazu in jedem Fall nur auf der Grundlage einer *effizienten* Betriebs- und Kapitalkostenstruktur sowie aufgrund eines Markterlöses (und nicht aufgrund von Erlösen aus der Grundversorgung) beruhen.

Die Wettbewerbskommission beantragt: Die Kriterien einer Berechtigung zu einem reduzierten Wasserzinsmaximum in jedem Fall nur auf der Grundlage einer *effizienten* Betriebs- und Kapitalkostenstruktur sowie aufgrund eines Markterlöses (und nicht aufgrund von Erlösen aus der Grundversorgung) auszugestalten.

Hinsichtlich der Ausgestaltung eines *künftigen Wasserzinsregimes* erachtet es die WEKO als wichtig, besonders auf ein *wertorientiertes Entgelt* zur Nutzung der Wasserkraft, auf eine längerfristige *Rechtssicherheit*, auf die *Wahrung der Neutralität betreffend Innovationsanreize* und auf eine *Flexibilität* auf sich ändernde wirtschaftliche und umweltpolitische Rahmendbedingungen zu achten. Unter diesen Zielsetzungen erscheint ein System, das auf einer Ressourcenrente basiert, am zielführendsten und ökonomisch effizientesten zu sein. Zudem würde eine solche Abgabe auch die *Unterschiede in der Anlagetechnologie und Standortqualität* beachten. Aus diesem Grund ist aus Sicht der Wettbewerbskommission die Etablierung eines solchen Systems zur Ausgestaltung des künftigen Wasserzinsregimes explizit in Erwägung zu ziehen und zur Diskussion zu stellen.

Die Wettbewerbskommission beantragt: Die Etablierung einer Besteuerung der Ressourcenrente als mögliches System einer Abgabe explizit in Erwägung zu ziehen und zur Diskussion zu stellen.

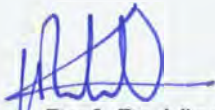
Die vorliegend *vorgesehene Flexibilisierung* des Wasserzinsmaximums kommt den vorangehend aufgeführten Zielsetzungen eines wertorientierten Entgelts, einer längerfristigen Rechtssicherheit und einer Flexibilität sicher näher als das heutige System mit fixen Wasserzinsmaxima. Wiederkehrende Anpassungen des Wasserzinsmaximums an sich verändernde Rahmenbedingungen und Strompreise können so vermieden werden. Insofern wäre es dem heutigen System sicher vorzuziehen. Allerdings hat es gegenüber einer Ressourcenrente den Nachteil, dass es nicht investitionsneutral ist und damit auch zu Ineffizienzen führen kann und dass der Heterogenität der Unternehmen nicht notwendigerweise Beachtung geschenkt wird. Daher erachtet es die Wettbewerbskommission als wichtig, bei der konkreten Ausgestaltung zu berücksichtigen, dass die Referenzmarktpreise und die Kosten, ab welchen die variable Besteuerung der Wasserkraft einsetzen würde, möglichst auf die einzelnen Kraftwerkstypen angepasst würden. So würde bei einer Festlegung des Einsetzens des variablen Teils auf der Basis von *mittleren* für den Betrieb von Wasserkraftwerken in der Schweiz notwendigen Kosten nach Ansicht der Wettbewerbskommission die Gefahr von Wettbewerbsverzerrungen bestehen: Für Kraftwerke, die mit ihren Gestehungskosten unter diesen mittleren Kosten liegen, würde der variable Teil relativ zu jenen Kraftwerken, die zu den mittleren oder höheren Gestehungskosten produzieren, „zu spät“ einsetzen. Um nun bei Heranziehen von Benchmark-Kraftwerken oder bei einer Einzelfallbetrachtung keine Anreize zu generieren, die Gestehungskosten (künstlich) möglichst hoch auszuweisen, wäre wohl ein zusätzlicher regulatorischer Aufwand zur Überprüfung der effektiven Kosten notwendig, welcher der angestrebten Dämpfung einer Gefahr von Wettbewerbsverzerrungen gegenübergestellt werden müsste.¹

¹ Eine Überprüfung der effektiven Kosten wäre auch bei der Etablierung einer Besteuerung der Ressourcenrente notwendig, da auch bei diesem System Anreize bestehen, die Gestehungskosten möglichst hoch auszuweisen.

Die Wettbewerbskommission beantragt: Bei der konkreten Ausgestaltung der Flexibilisierung des Wasserzinsmaximums zu berücksichtigen, dass die Referenzmarktpreise und die Kosten, ab welchen die variable Besteuerung der Wasserkraft einsetzen würde, möglichst auf die einzelnen Kraftwerkstypen angepasst werden.

Mit freundlichen Grüßen

Wettbewerbskommission



Prof. Dr. Vincent Martenet
Präsident



Dr. Rafael Corazza
Direktor



Axpo Holding AG | Parkstrasse 23 | CH-5401 Baden

A-Post
Bundesamt für Energie BFE
Sektion Wasserkraft
3003 Bern

Zuständig	Thomas Porchet Energiepolitik Schweiz
Direktwahl	T +41 56 200 31 45
E-Mail	thomas.porchet@axpo.com
Datum	28. Juli 2017

Revision Wasserrechtsgesetz: Vernehmlassung

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Gelegenheit, zur vorliegenden Revision des Wasserrechtsgesetzes und zur Wasserzinsregelung nach 2019 Stellung nehmen zu können.

Allgemeine Bemerkungen

Die Axpo Gruppe produziert, handelt und vertreibt Energie zuverlässig für über 3 Millionen Menschen und mehrere tausend Unternehmen in der Schweiz und in über 30 Ländern Europas. Zur Axpo Gruppe gehören die Axpo Holding AG mit ihren Töchtern Axpo Power AG, Axpo Trading AG, Avectris AG sowie Centralschweizerische Kraftwerke AG. Axpo ist zu 100% im Eigentum der Nordostschweizer Kantone.

Mit einer Produktion von über 8 TWh ist Axpo die grösste Produzentin von Strom aus Wasserkraft in der Schweiz. Vom vorliegenden Entwurf sind wir entsprechend in besonderem Mass betroffen. Wir nehmen deshalb die Absicht des Bundesrates mit Befremden zur Kenntnis, die geltende Wasserzinsregelung während drei weiterer Jahre fortzuführen. Axpo stellt die Berechtigung des Wasserzinses als Abgeltung für die Nutzung der Ressource Wasserkraft nicht grundsätzlich in Frage. Wir sind uns auch der Bedeutung der Abgabe als Einnahmequelle für Kantone und Gemeinden bewusst. Allerdings wird das Modell einer fixen Abgabe, deren maximale Höhe die Politik definiert, den herrschenden regulatorischen und ökonomischen Gegebenheiten nicht mehr gerecht. Wir lehnen die vorliegende Revision des Wasserrechtsgesetzes deshalb ab und verlangen eine grundlegende Überarbeitung des Entwurfs.

Das herrschende Wasserzinsregime ist unvereinbar mit der Marktöffnung

Die Strommarktöffnung im Jahr 2009 hat zu einem eigentlichen Paradigmenwechsel geführt. Wurde der Wasserzins davor von allen Schweizer Endverbrauchern solidarisch getragen, ist das inzwischen nicht mehr möglich. Grosse Verbraucher und Versorger haben Zugang zum Markt und wählen ihre Lieferanten frei. Bei der Beschaffung orientieren sie sich in der Regel am Preis. Dieser wird während der meisten Zeit von den günstigsten, d.h. von fossil-thermischen oder von subventionierten, Kraftwerken gesetzt. In diesem Wettbewerb müssen sich auch die Schweizer Wasserkraftwerke behaupten. Der Wert der Ressource Wasser zur Energieerzeugung in der Schweiz und der Preis für ihre Nutzung werden deshalb heute vom europäischen Strommarkt bestimmt. Betroffen davon sind namentlich diejenigen Produzenten, die vollständig im Markt stehen. Sie tragen die Abgabenlast selber, während diejenigen Kraftwerksbetreiber und -partner, die Verbraucher in der Grundversorgung beliefern, die Kosten überwälzen können. Die nur unvollständig umgesetzte Marktöffnung schafft zudem zwischen den gebundenen Kunden eine Ungleichbehandlung. Nur diejenigen, die von Versorgern mit Beteiligungen an Wasserkraftwerken beliefert werden, werden mit der Abgabe belastet. Alle übrigen leisten keinen Beitrag an die Abgeltung der Wasserkraftnutzung. Das ist umso störender, als die Energiestrategie des Bundes ein allgemeines bzw. nationales Interesse an Nutzung und Ausbau der Wasserkraft postuliert.

Der Wasserzins stellt einen schwer wiegenden Wettbewerbsnachteil dar

Wegen der lokalen und regionalen Versorgungsmonopole herrschten in der Vergangenheit vollkommen andere Voraussetzungen. Ohne die Notwendigkeit, die herrschenden Marktentwicklungen beachten zu müssen, konnte das Wasserzinsmaximum in den vergangenen 100 Jahren in mehreren Schritten von 8.16 CHF/kW_B auf 110 CHF/kW_B angehoben werden. Teuerungsbereinigt entspricht dies einer Verdreifachung der Abgabe. Seit den 1980er-Jahren hat sich die Entwicklung des Wasserzinsmaximums schliesslich vollständig von der Landesteuerung entkoppelt und wurde mit Blick auf steigende Strompreise allein in den letzten 20 Jahren verdoppelt. Inzwischen erreicht der Wasserzins eine Höhe von 1.6 Rp./kWh, was fast der Hälfte der aktuell am Markt erzielbaren Erträge entspricht. Die Abgabe ist zu einem bedeutenden Kostenfaktor und Wettbewerbsnachteil für die inländische Wasserkraftproduktion geworden. In Tiefpreisphasen kann sie am Markt nicht mehr erwirtschaftet werden. Im internationalen Vergleich mit anderen Produzenten ebenso wie im nationalen Vergleich mit anderen Technologien ist die Schweizer Wasserkraft übermässig mit Abgaben belastet. Dieser Umstand untergräbt die Wettbewerbsfähigkeit und die Substanz unserer wichtigsten einheimischen und erneuerbaren Stromproduktionsform. Der Wasserzins in seiner aktuellen Ausgestaltung steht damit nicht zuletzt im Widerspruch zum Zweckartikel des StromVG, der die Erhaltung und Stärkung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Elektrizitätswirtschaft stipuliert.

Wie auch der erläuternde Bericht verdeutlicht, kennen andere europäische Länder, zu deren Energieversorgung die Wasserkraft ebenfalls den Hauptbeitrag leistet, keine vergleichbare Belastung. Österreich, mit einem Anteil von über 60% Wasserkraft im Strommix, verzichtet vollständig auf einen Wasserzins. Norwegen, das sich bei der Stromversorgung fast vollständig auf Wasserkraft verlässt, hat schon vor mehreren Jahren eine sogenannte Ressourcenrentenabgeltung eingeführt. Sie wird nur auf dem individuellen Gewinn eines Unternehmens, also auf der Differenz zwischen Kosten und Erträgen erhoben. Der erläuternde Bericht vergisst allerdings zu erwähnen, dass negative Ressourcenrenten auch zu Rückerstattungen berechtigen können.

Die Flexibilisierung wird auch widerstrebenden Ansprüchen gerecht

Wegen der grundsätzlich veränderten Rahmenbedingungen braucht es auch in der Schweiz sofort eine faire und zukunftsfähige Neuregelung, die einerseits für die Standortkantone und -gemeinden tragbar ist und andererseits die wirtschaftliche Nutzung der Wasserkraft als tragende Säule der

Energiepolitik nicht verunmöglicht. Beiden Ansprüchen wird eine Flexibilisierung der Wasserzinse mit einem fixen, von der Allgemeinheit finanzierten Teil und einem variablen Teil, der von den Kraftwerksbetreibern getragen wird, gerecht. Die vorliegende Übergangslösung, die lediglich eine Verringerung der finanziellen Belastung der Wasserkraft vorsieht, negiert demgegenüber die veränderten Rahmenbedingungen im Strommarkt und ignoriert die Herausforderungen, mit denen sich die Produzenten bereits heute konfrontiert sehen.

Die vorgeschlagene Übergangsregelung schreibt den Systemfehler fort

Die vom Bundesrat vorgeschlagene Reduktion des Wasserzinsmaximums auf 80 CHF/kW_B während einer dreijährigen Übergangsfrist bis 2022 steht im vollkommenen Widerspruch zur oben dargestellten, seit 2009 geltenden neuen Ausgangslage für die Wasserkraft. Entgegen der Beurteilung im erläuternden Bericht wird damit der Wasserzins gerade nicht an die grundlegend anderen Verhältnisse seit der Teilmarktöffnung angepasst! Wird an der fixen Abgeltung für die Ressourcennutzung festgehalten und diese weiterhin ausschliesslich den Produzenten angelastet, dann muss sich die vorgeschlagene Reduktion am Marktwert der Wasserkraft orientieren. Bei gegenwärtigen Marktpreisen müsste das Wasserzinsmaximum somit massiver – auf einen Wert nahe 0 CHF/kW_B – gesenkt werden. Konsequenterweise wäre das Wasserzinsmaximum in der Folge an jede Schwankung der Marktpreise anzupassen – eine Lösung, die kaum umsetzbar ist. Die Fortführung der bestehenden Regelung mit einem willkürlich, ohne Bezug zu den herrschenden Marktbedingungen festgesetzten Wasserzins lässt sich allenfalls mit energiepolitischen Zielsetzungen und der Zustimmung der Stimmberechtigten zur Energiestrategie 2050 begründen. In diesem Fall muss der Wasserzins aber mit Verweis auf das übergeordnete, allgemeine Interesse von der Allgemeinheit finanziert werden. Die vorliegende Gesetzesänderung lässt einen entsprechenden Antrag vermissen.

Allein mit einer Reduktion des Wasserzinsmaximums und der weiterhin vorgesehenen Finanzierung durch die Produzenten wird der Systemfehler dagegen für weitere drei Jahre fortgeschrieben. Mit der oppositionslos überwiesenen Motion 14.3668, Wasserzinsregelung nach 2019¹, ordert das Parlament, dass die konkrete Lage der Wasserkraft berücksichtigt wird. Diese ist heute vom Marktpreis abhängig, der naturgemäss grossen Schwankungen unterliegt. Das Festhalten an einer fixen Abgabe ist daher systemfremd. Eine dauerhafte und zukunftsfähige Regelung der Wasserzinse muss die Lage der Wasserkraft am Markt jederzeit abbilden. Diesem Anspruch wird nur die sofortige Einführung eines flexiblen Wasserzinsmodells gerecht. Dieses kann zudem unabhängig von einem künftigen Marktmodell umgesetzt werden. Die vom Bundesrat in Aussicht gestellte gemeinsame Regelung des Wasserzinses mit einem künftigen Marktmodell und die Vermischung der beiden Anliegen ist weder notwendig noch zielführend.

Die zur Diskussion gestellte Variante führt zu weiteren Verzerrungen und ist nicht umsetzbar

Die im erläuternden Bericht zur Diskussion gestellte Variante, das Wasserzinsmaximum befristet bis Ende 2022 nur für jene Kraftwerke auf 80 CHF/kW_B zu reduzieren, die defizitär sind, lehnen wir entschieden ab. Eine derartige Regelung ist weder zielführend noch umsetzbar und würde einen massiven administrativen Aufwand generieren. Erstens resultiert so eine Übergangsregelung, die komplizierter und faktisch stärker flexibilisiert ist als die künftige Wasserzinsregelung. Sie stellt auf kraftwerksindividuelle Eigenschaften und nicht nur auf den generellen Marktpreis ab. Für eine Übergangsregelung ist das nicht zielführend. Zweitens ist es keinesfalls sachgerecht, die Daten aus dem Vollzug der Marktprämie heranzuziehen. Das BFE wählt für den Vollzug der Marktprämie bewusst einen stark vereinfachten Berechnungsansatz. Die absolute Rentabilität der Kraftwerke lässt sich so nicht ermitteln. Die zur Diskussion gestellte Variante ist somit auch nicht umsetzbar. Drittens würde ein solches System zu einer weiteren Ungleichbehandlung der Kraftwerksbetreiber

und -partner führen. Die resultierenden Wettbewerbsverzerrungen zwischen den Wasserkraftproduzenten würden ausgerechnet die günstigeren Kraftwerke bestrafen.

Aufgrund dieser Ausführungen lehnen wir die vorliegende Revision des Wasserrechtsgesetzes ab und stellen die folgenden Anträge.

Antrag:

Die vorliegende Revision des Wasserrechtsgesetzes ist so zu überarbeiten, dass sie ab dem 1.1.2020 die Einführung eines flexiblen Wasserzinses vorsieht. Dabei setzt sich die Abgabe künftig aus einem fixen, durch die Allgemeinheit zu finanzierenden Betrag und einen variablen Teil, der sich an einem Referenzmarktpreis orientiert und durch die Kraftwerksbetreiber zu bezahlen ist, zusammen. Die Höhe des fixen Betrags beläuft sich auf 41 CHF/kW_B. Die Höhe des Referenzmarktpreises, ab dem der variable Teil einsetzt, beträgt 5.6 Rp./kWh. Bei Anstieg des Referenzmarktpreises um 1 Rp./kWh steigt der variable Teil des Wasserzinses um jeweils 10 CHF/kW_B.

Begründung:

In einer zeitgemässen, flexiblen Wasserzinsregelung spiegeln sich die verschiedenen Ansprüche wider. Die Gemeinwesen haben ein berechtigtes Interesse an Budgetsicherheit und sind daher auf eine gewisse Stetigkeit der Einnahmen angewiesen. Das wird mit dem fixen Betrag gewährleistet. Da die Nutzung der Ressource Wasserkraft, wie von den Stimmberechtigten am 21.5.2017 bestätigt, von nationalem Interesse ist und unabhängig vom Ausland, erneuerbar, CO₂-frei und vergleichsweise günstig einen substanziellen Beitrag an die sichere Versorgung der Schweiz leistet, ist die Finanzierung des fixen Teils des Wasserzinses durch die Allgemeinheit sowohl energiepolitisch als auch volkswirtschaftlich begründet. Die Höhe dieses Betrags ist letztlich im politischen Prozess auszuhandeln. Einziges quantifizierbares Kriterium zur Bestimmung einer angemessenen Höhe ist die seit der Einführung des Wasserzinses aufgelaufene Teuerung. Wird dieses Kriterium zugrunde gelegt, beläuft sich die Höhe des fixen Teils des Wasserzinses auf 41 CHF/kW_B.

Können mit der Wasserkraft am Strommarkt Gewinne erzielt werden, resultiert über die erwähnten energiepolitischen und volkswirtschaftlichen Nutzen hinaus auch ein betriebswirtschaftlicher Nutzen. Dieser definiert sich über die Differenz zwischen den am Markt erzielbaren Erträgen und den Gestehungskosten der Wasserkraft. Er wird in Form des variablen Teils des Wasserzinses, der von den Betreibern zu bezahlen ist, abgegolten. Der variable Teil ist abhängig vom Wert der Ressource Wasser für die Stromproduktion und setzt definitionsgemäss dort ein, wo die erzielbaren Einnahmen die Gestehungskosten mindestens decken. Gestützt auf die durchschnittlichen Gestehungskosten der Schweizer Wasserkraftwerke liegt der Referenzmarktpreis, ab dem der variable Teil einsetzt (im Folgenden die Preis-Untergrenze), bei 5.6 Rp./kWh. Das entspricht den heutigen Kosten abzüglich des Wasserzinses. Wie stark dieser variable Teil steigt, hängt entscheidend von der Höhe des fixen Betrages (entspricht dem Sockelbetrag im erläuternden Bericht) ab, den die Allgemeinheit finanziert. Geht man von einem fixen Teil von 41 CHF/kW_B und der Preis-Untergrenze von 5.6 Rp./kWh aus, sollte der flexible Wasserzins bei einem Anstieg des Marktpreises von 1 CHF/MWh um 1 CHF/kW_B steigen, was einer Erhöhung um 10 CHF/kW_B bei einem Preisanstieg von jeweils 1 Rp./kWh entspricht. So könnte der Wille des Gesetzgebers von 2008, welcher Wasserzinse von 100 CHF/kW_B bei Marktpreisen von rund 120 CHF/MWh bestimmte, gut wiedergegeben werden.

Eventualantrag:

Bundesgesetz über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte

(Wasserrechtsgesetz, WRG)

Änderung vom ...

Art. 49

¹ Der Wasserzins darf bis Ende 2022 jährlich ~~80~~ 41 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung nicht übersteigen. Davon kann der Bund höchstens 1 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung zur Finanzierung der Ausgleichsleistungen an Kantone und Gemeinden nach Artikel 22 Absätze 3-5 beziehen.

^{1bis} Der Bundesrat unterbreitet der Bundesversammlung rechtzeitig einen Erlassentwurf für die ~~Festlegung der Maximalhöhe des Wasserzinses für die Zeit nach dem 1. Januar 2020. Einführung eines flexiblen Wasserzinses, der sich aus einem fixen, durch die Allgemeinheit zu finanzierenden Betrag und einem variablen, vom Konzessionär zu bezahlenden Teil zusammensetzt, für die Zeit nach dem 1. Januar 2023.~~

Begründung:

Sollte unserem Hauptantrag nicht stattgegeben und die Einführung eines flexiblen Wasserzinses ab 2020 nicht vorgesehen werden, beantragen wir eine deutlich stärkere Reduktion des Wasserzinsmaximums in der Übergangsfrist. Obschon bei den gegenwärtigen Marktpreisen eine Senkung des Wasserzinsmaximums auf einen Wert nahe 0 CHF/kW_B gerechtfertigt ist, lässt sich eine solche Lösung politisch kaum vertreten. Als einziges quantifizierbares Kriterium zur Bestimmung einer angemessenen Höhe des Wasserzinsmaximums verbleibt die seit der Einführung des Wasserzinses aufgelaufene Teuerung. Wird dieses Kriterium zugrunde gelegt, muss sich die Höhe des Wasserzinsmaximums in der Übergangsfrist auf 41 CHF/kW_B belaufen.

Mit der Änderung von Art. 49 Abs. 1bis wird schliesslich sichergestellt, dass der Bundesrat der Bundesversammlung rechtzeitig vor Ablauf der dreijährigen Übergangsfrist eine Flexibilisierung des Wasserzinses unterbreitet.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen.

Freundliche Grüsse
Axpo Holding AG



Dr. Andrew Walo
CEO



Martin Saxer
Leiter Corporate Public Affairs



Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und
Kommunikation (UVEK)
Frau Bundespräsidentin Leuthard
Bundeshaus Nord
3003 Bern

revision-wrg@bfe.admin.ch

Baden, 1. September 2017, Pfa/sr

Vernehmlassung zur Revision Wasserrechtsgesetz (Wasserzinsregelung nach 2019) Stellungnahme SWV

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit, zur vorliegenden Revision des «Bundesgesetzes über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte» (Wasserrechtsgesetz, WRG; SR 721.80) und damit zur «Wasserzinsregelung nach 2019» Stellung nehmen zu können. Gerne nehmen wir diese Gelegenheit wahr und senden Ihnen in der anberaumten Frist unsere Bemerkungen und Anträge zu dieser für die einheimische Wasserkraft so wichtigen Vorlage.

Einführende Bemerkungen

SWV vereint 90% der Schweizer Wasserkraftproduktion

Der Schweizerische Wasserwirtschaftsverband (SWV) setzt sich als gesamtschweizerischer Fach- und Interessenverband seit mehr als hundert Jahren für die Anliegen der Wasserwirtschaft im Allgemeinen und der Wasserkraftnutzung im Speziellen ein. Zusammen mit seinen Verbandsgruppen Aare-Rheinwerke (VAR), Rheinverband (RhV) und dem Tessiner Wasserwirtschaftsverband (ATEA) zählt der Verband rund 800 Mitglieder. Neben Unternehmen der Zulieferindustrie, der öffentlichen Hand und der Forschung sind das insbesondere die Schweizer Wasserkraftproduzenten: der SWV vereint über die Betreiber von mittleren und grossen Wasserkraftwerken mehr als 90% der Schweizer Wasserkraftproduktion.

Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft im Vordergrund

Aufgrund der relativ breit gestreuten Mitgliedschaft beim SWV, die sowohl Wasserzinszahlende wie auch Wasserzinsempfänger umfasst, ist die vorliegende WRG-Revision für unseren Verband ein spannungsvolles Geschäft. Dennoch ist aus einer wasserwirtschaftlichen Perspektive klar, dass es nicht um das möglichst ausgiebige Füllen von Staatskassen gehen kann, weder bei den Standortkantonen/-gemeinden noch bei den Eigentümerkantonen/-städten. Im Vordergrund stehen muss die Sicherstellung von Instandhaltung und Betrieb der inländischen Wasserkraftproduktion als wichtigster energiepolitischer Trumpf der Schweiz. Eine zentrale Voraussetzung dazu ist die Wiederherstellung der Wirtschaftlichkeit und internationalen Wettbewerbsfähigkeit. Dafür setzt sich der SWV auch beim vorliegenden Geschäft ein.



Grundhaltung des SWV zur Wasserzinsregelung

Wasserzins im Grundsatz unbestritten

Der Wasserzins, wie er vor hundert Jahren als Abgeltung für die Nutzung der Ressource Wasser zur Stromproduktion auf eidgenössischer Ebene ins Gesetz aufgenommen wurde, wird vom SWV nicht grundsätzlich in Frage gestellt. Die Bedeutung dieser Einnahmequelle für die Standortkantone und noch ausgeprägter für einzelne Standortgemeinden von Wasserkraftwerken ist angesichts von jährlichen Wasserzinszahlungen von heute insgesamt 550 Millionen CHF offensichtlich. Ebenso augenscheinlich ist allerdings, dass sich der Wasserzins in den letzten Jahrzehnten durch ständige und im Rückblick masslose Erhöhungen zu einem bedeutenden und im aktuellen Umfeld durch die Produzenten nicht mehr finanzierbaren Kostenfaktor der einheimischen Wasserkraft entwickelt hat.

Heutige Regelung ist unvereinbar mit der Marktöffnung

Die geltende Regelung mit einem fixen und immer wieder erhöhten Wasserzinsmaximum wird den heutigen regulatorischen und ökonomischen Gegebenheiten nicht mehr gerecht. Aufgrund der Marktöffnung definiert mittlerweile der Preis am europäischen Markt den Wert der Ressource Wasser zur Stromproduktion in der Schweiz. In der langen Geschichte des Wasserzinses ist dies ein eigentlicher Paradigmenwechsel. Denn bis zur teilweisen Öffnung des Endkundenmarktes im Jahre 2009 trugen alle Schweizer Endverbraucher die Wasserzinse als Teil der Gestehungskosten der Wasserkraft solidarisch. Das ist seither nicht mehr der Fall: der Wasserzins bleibt an den im Markt stehenden Wasserkraftproduzenten hängen, die bei den aktuellen Marktpreisen Verluste schreiben. Das widerspricht klar der seit der Einführung der Wasserzinse geltenden Zielsetzung des Gesetzgebers, «der fiskalischen Belastung der Wasserkraftwerke eine Grenze zu setzen» (Botschaft, 1912) damit «die Leistungen [die dem Konzessionsnehmer auferlegt werden] in ihrer Gesamtheit die Ausnutzung der Wasserkräfte nicht wesentlich erschweren» (WRG Art. 48 Abs. 2). Die nur unvollständig umgesetzte Marktöffnung schafft zudem verschiedene Ungleichbehandlungen; nur diejenigen gebundenen Endkunden, die von Versorgern mit Beteiligungen an Wasserkraftwerken beliefert sind, werden mit der Abgabe belastet; die übrigen gebundenen Endkunden sowie die grossen Verbraucher, die sich direkt am Markt versorgen, leisten keinen Beitrag an die Abgeltung für die Wasserkraftnutzung. Das ist umso störender, als ja alle Endverbraucher in der Schweiz von den Beiträgen der einheimischen Wasserkraft zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit profitieren und auch die vom Stimmvolk bestätigte Energiestrategie des Bundes ein allgemeines bzw. nationales Interesse an der Nutzung der Wasserkraft postuliert.

Gewichtige Wettbewerbsnachteile für die Schweizer Wasserkraft

Wegen der lokalen und regionalen Versorgungsmonopole bestanden in der Vergangenheit also völlig andere Voraussetzungen für die Finanzierung der Wasserzinse. Ohne die Notwendigkeit, die herrschenden Marktentwicklungen beachten zu müssen, wurde das Wasserzinsmaximum in den vergangenen hundert Jahren von der Politik denn auch in mehreren Schritten von 8.16 CHF/kW_B auf 110 CHF/kW_B angehoben. Teuerungsbereinigt entspricht dies einer Verdreifachung der Abgabe. Namentlich seit den 1980er-Jahren hat sich das Wasserzinsmaximum komplett von der Landesteuerung entkoppelt und wurde unter dem Eindruck steigender Strompreise allein in den letzten 20 Jahren verdoppelt - und dies wohlverstanden bei laufenden Konzessionen, das heisst: bei eigentlich vereinbarten Konditionen zur Nutzung der Ressource (vgl. Abbildung 1).

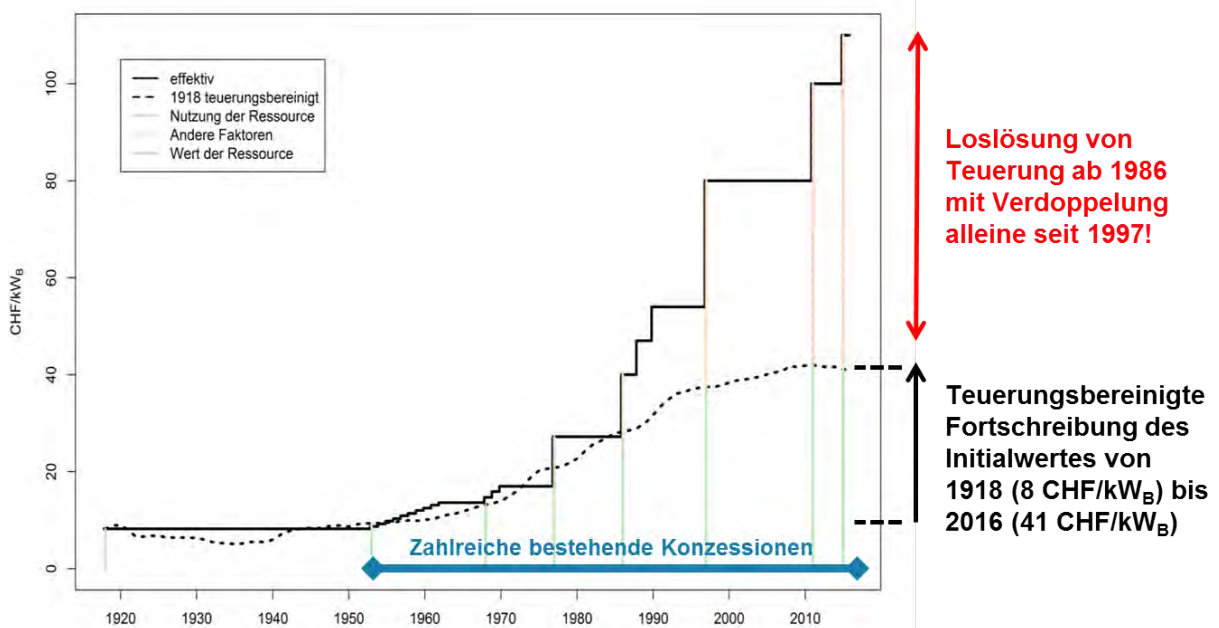


Abbildung 1: Entwicklung Wasserzinsmaximum 1918-2019 mit Loslösung von der Teuerung ab 1986 und Verdoppelung seit 1997.

Mit dem aktuell geltenden Maximum von 110 CHF/kWh beläuft sich der Wasserzins für die Wasserkraftproduktion auf rund 1,6 Rp./kWh und macht somit fast die Hälfte der heute am Markt erzielbaren Erträge aus. Der Wasserzins ist so zu einem bedeutenden Kostenfaktor für die Produzenten geworden, der in Tiefpreisphasen am Markt nicht mehr erwirtschaftet werden kann. Hinzu kommt, dass die Schweizer Wasserkraft im internationalen Vergleich mit anderen Wasserkraftproduzenten übermässig stark mit Abgaben belastet ist. Andere europäische Länder, zu deren Energieversorgung die Wasserkraft ebenfalls den Hauptbeitrag leistet, kennen keine vergleichbare Belastung durch den Wasserzins: Österreich, mit einem Anteil von über 60% Wasserkraft im Strommix, verzichtet gänzlich darauf; und Norwegen, das sich bei der Stromversorgung fast vollständig auf Wasserkraft verlässt, hat schon vor mehreren Jahren eine sogenannte Ressourcenrentenabgeltung eingeführt, die nur auf dem individuellen Gewinn eines Unternehmens, also auf der Differenz zwischen Kosten und Erträgen erhoben wird. Die ungleiche Belastung untergräbt die Wettbewerbsfähigkeit und die Substanz der für die Schweiz wichtigsten einheimischen und erneuerbaren Stromproduktionsform.

Faire und zukunftsfähige Neuregelung dringend

Aufgrund der grundsätzlich veränderten Rahmenbedingungen braucht es dringend eine faire und zukunftsfähige Neuregelung der Wasserzinse, welche dem neuen Umfeld Rechnung trägt und sowohl für gute wie für schlechte Zeiten taugt. Der Anspruch der Standortkantone/-gemeinden auf Entgelt für die Nutzung der Ressource Wasser ist ebenso zu berücksichtigen wie der Anspruch der Wasserkraftproduzenten (und der Gesellschaft) auf eine wirtschaftliche Ausnutzung der einheimischen Wasserkraft als tragende Säule der Versorgungssicherheit. Diesen beiden Ansprüchen wird eine Flexibilisierung der Wasserzinse gerecht, mit einem fixen, von der Allgemeinheit finanzierten Teil für die energiepolitisch gewollte Nutzung der Ressource zur Stromproduktion, und einem marktpreisabhängigen, von den Kraftwerksbetreibern getragenen Teil für den je nach Marktsituation bestehenden betriebswirtschaftlichen Wert.



Beurteilung der Vorschläge des Bundesrates

Skizzierte Flexibilisierung geht in richtige Richtung

Mit der vorliegenden WRG-Revision anerkennt auch der Bundesrat den grundsätzlichen Reformbedarf bei den Wasserzinsen und die notwendige finanzielle Entlastung der Wasserkraftproduzenten. Das im erläuternden Bericht skizzierte flexible Modell mit einem fixen und einem marktpreisabhängigen Teil für die Wasserzinse geht für den SWV in die richtige Richtung. Zwar können wir die zur Diskussion gestellten Modellparameter wie Höhe des Referenzmarktpreises und Steigung nicht nachvollziehen und sind auch der Meinung, dass ein fixer Teil aufgrund der neuen Voraussetzungen von der Allgemeinheit finanziert werden muss (vgl. dazu den untenstehenden Antrag). Aber die Flexibilisierung mit einer marktpreisabhängigen Bemessung als Grundprinzip wird vom SWV begrüsst. Leider ist dieses Modell gar nicht Teil der aktuellen WRG-Revision. Stattdessen werden die Wasserkraftproduzenten mit einer unzureichenden Übergangslösung und der Aussicht auf eine allfällige künftige Flexibilisierung für weitere Jahre vertröstet.

Übergangslösung schreibt den Systemfehler fort

Die mit der Vorlage für die Zeit von 2020 bis 2022 vorgeschlagene Übergangslösung mit einer Senkung des Wasserzinsmaximums von 110 CHF/kW_B auf 80 CHF/kW_B widerspricht der neuen Ausgangslage für die Wasserkraft. Die Übergangslösung sieht zwar eine Verringerung der finanziellen Belastung der Wasserkraftproduktion vor, negiert aber die veränderten Rahmenbedingungen im Strommarkt und unterschätzt die akuten wirtschaftlichen Schwierigkeiten, mit denen sich die Wasserkraftproduzenten bereits heute konfrontiert sehen. Anders als im erläuternden Bericht festgehalten, wird der Wasserzins mit dieser Lösung gerade nicht an die veränderten Verhältnisse angepasst. Die Fortführung der bestehenden Regelung mit einem willkürlich und ohne Bezug zu den herrschenden Marktbedingungen festgesetzten Wasserzins lässt sich allenfalls mit energiepolitischen Zielsetzungen und der Zustimmung der Stimmberechtigten zur Energiestrategie 2050 begründen. In diesem Fall muss der Wasserzins aber mit Verweis auf das übergeordnete, allgemeine Interesse auch von der Allgemeinheit finanziert werden. Die vorliegende Gesetzesänderung lässt entsprechende Bestimmungen aber vermissen. Allein mit einer Reduktion des Wasserzinsmaximums und der weiterhin vorgesehenen Finanzierung durch die Produzenten wird der Systemfehler für weitere Jahre fortgeschrieben. Das ist aus Sicht des SWV enttäuschend. Es widerspricht unseres Erachtens auch der vom Parlament am 2. März 2016 oppositionslos überwiesenen Motion 14.3668 «Wasserzinsregelung nach 2019», die ebenfalls fordert, dass die konkrete Lage der Wasserkraft berücksichtigt werden muss. Diese ist zu einem grossen Teil – und bei einer vollständigen Marktöffnung gänzlich – vom Marktpreis abhängig, der naturgemäss grossen Schwankungen unterliegt. Das Festhalten an einer fixen Abgabe ist daher systemfremd. Eine dauerhafte und zukunftsfähige Regelung der Wasserzinse muss die Lage der Wasserkraft am Markt jederzeit abbilden. Diesem Anspruch wird nur die sofortige Einführung eines flexiblen Wasserzinsmodells gerecht, das unabhängig von einem künftigen Marktmodell umgesetzt werden kann.

Variante ist wettbewerbsverzerrend und untauglich

Die im erläuternden Bericht zur Diskussion gestellte Variante, das Wasserzinsmaximum befristet bis Ende 2022 nur für jene Kraftwerke auf 80 CHF/kW_B zu reduzieren, die defizitär sind, wird vom SWV klar zurückgewiesen. Eine solche Regelung ist aufgrund der damit einhergehenden Abgrenzungsschwierigkeiten und des massiven administrativen Aufwandes weder zielführend noch umsetzbar. Vor allem würde ein solches System aber zu weiteren Ungleichbehandlungen zwischen den Wasserkraftproduzenten führen und über diese Wettbewerbsverzerrungen ausgerechnet die günstigeren Kraftwerke bestrafen. Der SWV kann eine solche verzerrende Regelung nicht mittragen und lehnt die Variante deshalb ab.



Anträge des SWV

Antrag 1:

Einführung marktpreisabhängiger Wasserzinse ab 2020 gemäss konkretem Modellvorschlag SWV

Die vorliegende Revision des WRG ist so zu überarbeiten, dass sie ab dem 1.1.2020 die Einführung eines flexiblen, marktpreisabhängigen Wasserzinses vorsieht. Dabei setzt sich die Abgabe zusammen aus einem fixen, durch die Allgemeinheit zu finanzierenden Teil und einem variablen, marktpreisabhängigen Teil, der durch die Kraftwerksbetreiber zu bezahlen ist. Die Höhe des fixen, durch die Allgemeinheit zu bezahlenden Teils ist im politischen Prozess von dieser Allgemeinheit zu definieren; die Höhe des Referenzmarktpreises, ab dem der variable, von den Wasserkraftproduzenten zu bezahlende Teil einsetzt, ist aufgrund der durchschnittlichen Gestehungskosten der Schweizer Wasserkraftproduktion bei 5.6 Rp./kWh anzusetzen, wobei der variable Teil bei einem Anstieg des Referenzmarktpreises um 1 Rp./kWh um jeweils 10 CHF/kWh ansteigen soll.

Begründung:

Eine faire und zukunftsfähige Wasserzinsregelung berücksichtigt die verschiedenen berechtigten Ansprüche. Sie muss einerseits für die Standortkantone und -gemeinden tragbar sein und sie muss andererseits die wirtschaftliche Ausnutzung der Wasserkraft als energiepolitischer Trumpf der Schweiz auch in Tiefpreisphasen ermöglichen. Diesen Ansprüchen wird nur eine Flexibilisierung der Wasserzinse gerecht. Unser Vorschlag sieht – analog des vom Bundesrat skizzierten langfristigen Modellansatzes – einen fixen und einen variablen Teil mit folgenden Parametern vor (vgl. auch Abbildung 2):

a) Fixer Teil für die Nutzung der Ressource: die eigentliche Nutzung unterliegt einem nationalen Interesse, da damit auslandunabhängig, erneuerbar und vergleichsweise günstig ein substanzieller Beitrag an die sichere Stromversorgung der Schweiz geleistet wird. Somit handelt es sich beim fixen Teil um einen unabhängig vom Strompreis bestehenden volkswirtschaftlichen und energiepolitisch gewollten Nutzen, der wie vor der Marktöffnung von der Allgemeinheit abzugelten ist. Die Höhe des fixen Teils ist dementsprechend auch von dieser Allgemeinheit im politischen Prozess auszuhandeln. Als Anhaltspunkt könnte die Überlegung dienen, dass der Startwert für den Wasserzins im Jahr 1918 von 8.16 CHF/kWh heute teuerungsbereinigt 41 CHF/kWh entspräche. Dieser Wert widerspiegelt den in den letzten hundert Jahren von der Gesellschaft akzeptierten und vom Endverbraucher getragenen Nutzungsteil.

b) Variabler Teil in Abhängigkeit des Wertes der Ressource: können mit der Wasserkraftproduktion am Strommarkt Gewinne erzielt werden, resultiert ein zusätzlicher betriebswirtschaftlicher Nutzen. Dieser definiert sich über die Differenz zwischen den am Markt erzielbaren Erträgen und den Gestehungskosten der Wasserkraft. Es handelt sich also um einen variablen Teil, der in Abhängigkeit des Marktpreises von den Wasserkraftproduzenten zu bezahlen ist. Der variable Teil setzt definitionsgemäss dort ein, wo die erzielbaren Einnahmen die Gestehungskosten mindestens decken. Gestützt auf die durchschnittlichen Gestehungskosten der Schweizer Wasserkraftwerke liegt die relevante Preis-Untergrenze für den Start des variablen Teils bei 5.6 Rp./kWh (heutige Kosten abzüglich Wasserzins; Details dazu vgl. Publikation zur Wirtschaftlichkeit im Sonderdruck in der Beilage). Wie stark dieser variable Teil steigt, hängt entscheidend von der Höhe des fixen Teils ab, den die Allgemeinheit finanziert. Geht man von einem fixen Teil von 41 CHF/kWh und der Preis-Untergrenze von 5.6 Rp./kWh aus, sollte der variable Teil bei einem Anstieg des Marktpreises von 1 Rp./kWh um 10 CHF/kWh steigen (Steigung: 10). So würde der bei der letzten WRG-Revision geäußerte Wille des Gesetzgebers zum erwünschten Wasserzinsniveau bei guten Marktpreisen passend wiedergegeben.

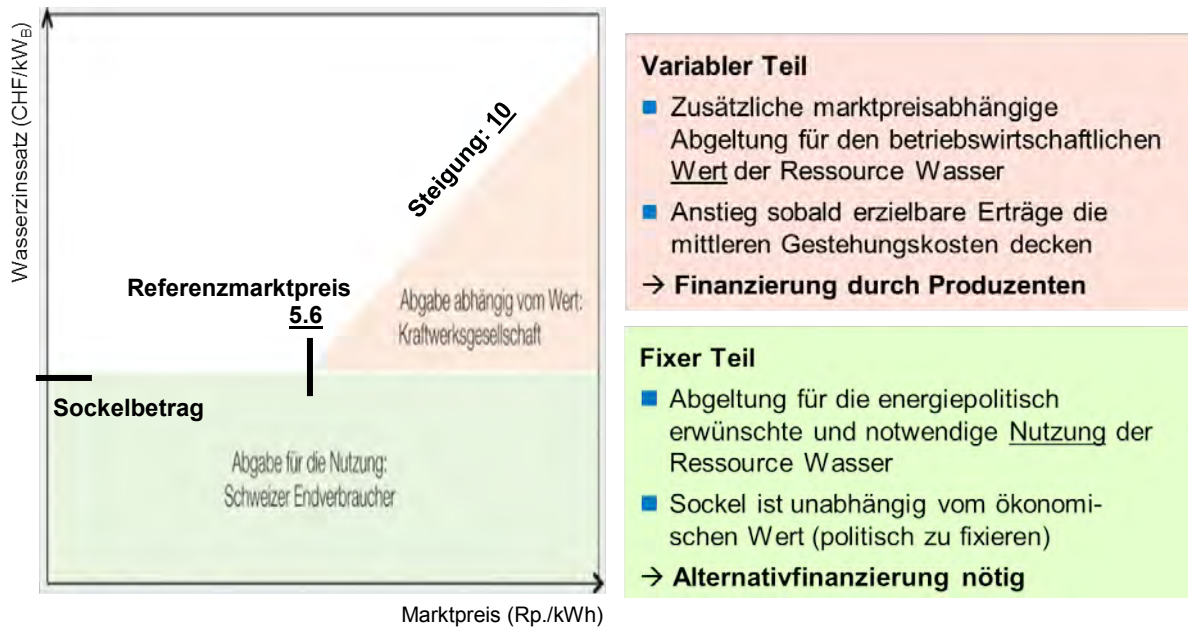


Abbildung 2: Flexibilisiertes Modell mit notwendiger Alternativfinanzierung für den fixen Teil (bzw. Sockelbetrag) sowie variablem, marktpreisabhängigem Teil gemäss Antrag SWV.

Dieses flexibilisierte Modell ermöglicht eine faire Neuregelung, indem: i) die Standortkanton/-gemeinden weiterhin auf eine fixe Einnahmequelle zählen können und marktabhängig eine zusätzliche Abgeltung erhalten; ii) die Belastung für die Allgemeinheit nicht höher ausfällt als in Zeiten der Versorgungsmonopole; iii) die Wasserkraftproduktion in Zeiten tiefer Marktpreise sachlogisch richtig und wirkungsvoll entlastet wird; und iv) die Schweiz weiterhin einen bedeutenden Beitrag für den Erhalt und die Modernisierung ihrer wichtigsten einheimischen Stromproduktion leistet.

Eventualantrag 1.1:

Übergangslösung mit Finanzierung fixer Teil durch Allgemeinheit und/oder stärkere Reduktion des Sockelbetrages

Wird unserem Antrag zur Einführung einer flexiblen, marktpreisabhängigen Wasserzinsregelung ab 2020 nicht Folge geleistet, beantragen wir die Finanzierung des fixen Wasserzinses durch die Allgemeinheit und/oder eine deutlich stärkere Reduktion des Wasserzinsmaximums in der Übergangsfrist. Parallel dazu ist eine zeitgemässe Flexibilisierung der Wasserzinse ab 2023 im WRG (Art. 49) verbindlich vorzusehen und vom Bundesrat rechtzeitig vor Ablauf der dreijährigen Übergangsfrist der Bundesversammlung zu unterbreiten.

Begründung:

Falls aufgrund der politischen Realitäten die unzureichende und systemfremde Übergangslösung nicht zu vermeiden ist, müsste zum einen eine zeitgemässe Flexibilisierung ab 2023 verbindlich im Gesetz vorgesehen werden und zum anderen während der Übergangsfrist der Betrag tiefer angesetzt oder von der Allgemeinheit finanziert werden. Eine fixe Abgabe in der mit der Übergangslösung vorgeschlagenen Höhe von 80 CHF/kW_B bzw. jährlich rund 400 Millionen CHF ist für die Wasserkraftproduzenten ein Kostenfaktor, der im neuen Umfeld und bei der gegenwärtigen Ertragslage schlicht nicht finanzierbar ist. Die durch die übermässige Belastung mit öffentlichen Abgaben mitverursachte wirtschaftliche Schieflage verunmöglicht



nicht nur die notwendige Modernisierung der bestehenden Wasserkraftanlagen, sondern gefährdet durch den Verzicht auf Instandhaltung, den Abbau von Personal und den Verlust von Know-how mittlerweile den Substanzerhalt und mittelfristig den Betrieb der Schweizer Wasserkraftanlagen.

Antrag 2:

Verzicht auf untaugliche Variante für defizitäre Kraftwerke

Die im erläuternden Bericht zur Diskussion gestellte Variante, das Wasserzinsmaximum befristet bis Ende 2022 nur für jene Kraftwerke zu reduzieren, die defizitär sind, wird vom SWV als wettbewerbsverzerrend und untauglich zurückgewiesen.

Begründung:

Die vom Bundesrat vorgeschlagene Variante ist aufgrund der damit einhergehenden Abgrenzungsschwierigkeiten und des massiven administrativen Aufwandes weder zielführend noch umsetzbar. Vor allem würde ein solches System aber zu weiteren Ungleichbehandlungen zwischen den Wasserkraftproduzenten führen und über diese Wettbewerbsverzerrungen ausgerechnet die günstigeren Kraftwerke bestrafen. Der SWV kann eine solche verzerrende Regelung nicht mittragen und lehnt die Variante vollumfänglich ab.

Beiliegender Sonderdruck mit weiterführenden Informationen

Im Sinne weiterführender Informationen legen wir dieser Stellungnahme einen vom SWV massgeblich mitgeprägten Sonderdruck zum Thema «Wasserzinsregelung ab 2020» bei. Dieser umfasst drei in verschiedenen Fachzeitschriften publizierte Beiträge in deutscher und französischer Sprache: 1) Eine Analyse der Entwicklung der Wasserzinse in den letzten hundert Jahren mit Begründung des Reformbedarfs im neuen Marktumfeld (aus: «Wasser Energie Luft», 3/2016); 2) Ein detaillierter Vorschlag zur Flexibilisierung der Wasserzinse mit Herleitung der Modellparameter (aus: «bulletin.ch», 1/2017); und 3) Eine fundierte Analyse zur Wirtschaftlichkeit der Schweizer Wasserkraft (aus: «WasserWirtschaft», 1/2017).

Schlussbemerkung zum Koordinationsbedarf mit Pa. Iv. 16.452

Abschliessend erlauben wir uns, auf anstehenden Koordinationsbedarf bei der laufenden WRG-Revision hinzuweisen. Bekanntlich haben sowohl die UREK-N wie auch die UREK-S an ihren Sitzungen vom 26. Juni 2017 bzw. vom 18. August 2017 der parlamentarischen Initiative Pa. Iv. 16.452 Folge gegeben. Die Initiative verlangt eine Ergänzung des WRG zur Festlegung des Referenzzustandes bei UVP-Verfahren für Wasserkraftanlagen. Gestützt auf die Zustimmung der beiden Kommissionen wird die UREK-N als Nächstes wohl einen konkreten Gesetzesvorschlag im WRG erarbeiten oder der Bundesverwaltung in Auftrag geben. Dieser Prozess ist nach Möglichkeit auf die aktuelle WRG-Revision zeitlich abzustimmen.



Wir danken Ihnen, sehr geehrte Frau Bundespräsidentin, sehr geehrte Damen und Herren, dass Sie bei der Weiterbehandlung dieses Geschäftes unseren Ausführungen und Anliegen Beachtung schenken.

Bei Rückfragen zu unserer Stellungnahme oder Unterstützungsbedarf stehen wir natürlich gerne weiterhin zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband

Der Präsident

Albert Rösti

Der Geschäftsführer

Roger Pfammatter

Beilage:

Sonderdruck mit drei Publikationen zur «Wasserzinsregelung ab 2020» (auch digital verfügbar auf www.swv.ch/Fachinformationen)

wasserzins

- Reformbedarf im neuen Marktumfeld
- Flexibilisierung als Chance für alle Beteiligten
- Wirtschaftlichkeit der Schweizer Wasserkraft



**Wasserzinsregelung
ab 2020**

inhalt. impresum.

Wasserzins

4 **Der Wasserzins – Reformbedarf im neuen Marktumfeld**
Dieser Artikel ist in der Zeitschrift «Wasser Energie Luft» 108. Jahrgang, 2016, Heft 3 (Seiten 173-180), unter dem gleichen Titel erschienen. Die Originalpublikation ist erhältlich auf www.swv.ch

14 **Flexibilisierung der Wasserzinse – eine Chance für alle**
Dieser Artikel ist in der Zeitschrift «bulletin.ch» 108. Jahrgang, 2017, Heft 1 / 2 (Seiten 29-33), unter dem gleichen Titel erschienen. Die Originalpublikation ist erhältlich auf bulletin.ch

19 **Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft in der Schweiz**
Dieser Artikel ist in der Zeitschrift «WasserWirtschaft» 107. Jahrgang, 2017, Heft 1 (Seiten 33-38), unter dem gleichen Titel erschienen. Die Originalpublikation ist erhältlich auf springerprofessional.de

Impresum

**«Wasserzinsregelung ab 2020»
Sonderdruck**

Herausgeber, Konzept und Redaktion
Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband (SWV),
CH-5401 Baden
Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE),
CH-5001 Aarau
swisselectric, CH-3001 Bern

Auflage
8000 Ex.

Originalartikel / Nachdruck
Die im Sonderdruck zweitpublizierten Beiträge sind mit Genehmigung der Originalzeitschriften abgedruckt. Nachdruck nur mit Zustimmung der Herausgeber und nach Rücksprache mit den Originalzeitschriften.

Layout
Somedia Production AG, Zwinglistrasse 6, CH-8750 Glarus
www.somedia-production.ch

Druck
Somedia Production AG, Sommeraustasse 32, CH-7007 Chur
www.somedia-production.ch





Wasserkraft

60 Prozent des in der Schweiz produzierten Stroms stammen aus Wasserkraft. Sie belegt in der Stromversorgung der Schweiz eine unangefochtene Spitzenposition. Und ihre Bedeutung wird in Zukunft weiter zunehmen, der aktuell schwierigen wirtschaftlichen Situation zum Trotz.

Für eine Wasserkraft ohne Sand im Getriebe

Wir schreiben das Jahr 1916: In Europa tobt der erste Weltkrieg, Kaiser Franz Josef I. von Österreich stirbt, François Mitterrand wird geboren und Zar Niklaus II. regiert in Russland. Und in der Schweiz ... wird der Wasserzins ins Bundesrecht aufgenommen. Das Ziel: Mit einem neuen Wasserrechtsgesetz die Gewinnung und Verwertung der einheimischen Wasserkraft zu fördern und der Verteuerung des Stroms aus Wasserkraft Grenzen zu setzen. Das gesetzliche Wasserzinnsmaximum wurde in den vergangenen hundert Jahren dennoch mehrfach nach oben angepasst. Dies insbesondere aufgrund der Teuerung, zuletzt aber auch unter dem Eindruck steigender Strompreise und des vermeintlich gestiegenen Wertes der Ressource. So haben sich die Wasserzinse allein in den letzten zwei Jahrzehnten verdoppelt und sind zu einem bedeutenden Kostenfaktor für die Wasserkraftproduktion geworden.

Seit 1916 hat sich die Welt verändert – auch für die Schweizer Wasserkraft: Heute definiert die Preisbildung am europäischen Strommarkt den Wert der Ressource Wasser zur Stromproduktion. In der langen Geschichte des Wasserzinses ist dies ein eigentlicher Paradigmenwechsel. Denn bis zur Öffnung des Endkundenmarktes im Jahre 2009 trugen alle Schweizer Endverbraucher die Wasserzinse als Teil der Gestehungskosten der Wasserkraft solidarisch. Das ist seither nicht mehr möglich: Die Last bleibt stattdessen an den im Markt stehenden Wasserkraft-

produzenten hängen, welche die Abgabe in Tiefpreissphasen nicht erwirtschaften können und Verluste schreiben. Damit bricht die ursprüngliche Idee einer Abgabe, die vom Konsumenten an die Standortkantone und –gemeinden bezahlt wird, in sich zusammen. Und die Schweizer Wasserkraft wird übermässig stark mit Abgaben belastet, was deren nationale und internationale Wettbewerbsfähigkeit untergräbt.

Die noch bis Ende 2019 geltende Regelung mit einem fixen Wasserzinssatz wird den heutigen regulatorischen und ökonomischen Gegebenheiten nicht mehr gerecht. Es braucht eine faire und zukunftsfähige Neuregelung, die für die Standortkantone und –gemeinden wie auch für die Wasserkraftbetreiber tragbar ist. Zielführend ist eine Flexibilisierung der Wasserzinse mit einem fixen Teil für die im nationalen Interesse stehende Nutzung der Ressource und einem variablen, marktpreisabhängigen Teil für den betriebswirtschaftlichen Zusatznutzen. Nur so stehen die Wasserzinse auch für die nächsten hundert Jahre auf einer nachhaltigen Basis. Und nur so kann die Wasserkraft ihren entscheidenden Beitrag an die Eigenversorgung und damit an die Versorgungssicherheit der Schweiz ohne Sand im Getriebe leisten.

**Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband
Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
swisselectric**

Der Wasserzins - Reformbedarf im neuen Marktumfeld

TEXT ROGER PFAMMATTER, MICHEL PIOT

1. Geschichte des Wasserzinses

1.1 Grundlagen

Vor hundert Jahren ist das «Bundesgesetz über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte» (Wasserrechtsgesetz, WRG, SR 721.80) in Kraft getreten. Als Grundlage diente der damalige Art. 24^{bis} der Bundesverfassung (heute Art. 76), der in der Volksabstimmung vom 25. Oktober 1908 mit über 85% Ja-Stimmen angenommen und am 22. Dezember 1908 in die Verfassung aufgenommen wurde. Darin ist festgehalten, dass die Nutzbarmachung der Wasserkräfte unter der Oberaufsicht des Bundes steht und der Bund «die zur Wahrung der öffentlichen Interessen und zur Sicherung der zweckmässigen Nutzbarmachung der Wasserkräfte erforderlichen allgemeinen Vorschriften» aufstellt. Die Regelung der Nutzbarmachung der Wasserkräfte steht aber gemäss Bundesverfassung den Kantonen zu und «die Gebühren und Abgaben für die Benutzung der Wasserkräfte gehören den Kantonen oder den nach der kantonalen Gesetzgebung Berechtigten».

Mit der Botschaft vom 19. April 1912 (Bundesrat, 1912) wurden die Grundlagen des Wasserrechtsgesetzes und damit des Wasserzinses geschaffen, die auch heute noch weitestgehend Bestand haben. Gemäss allgemeinem Verständnis handelt es sich beim Wasserzins um «eine öffentliche Abgabe für das mit der Konzession eingeräumte Sondernutzungsrecht an einem öffentlichen Gewässer, nämlich für das Recht, ein

Wasserkraftpotenzial zur Erzeugung elektrischer Energie zu verwerten» (BWG, 2002). Das Gesetzgebungsrecht wurde dem Bund übertragen, «damit er die Gewinnung und Verwertung der Wasserkräfte fördere. Der Gesetzgeber hat daher die Aufgabe, der fiskalischen Belastung der Wasserwerke eine Grenze zu setzen» (Bundesrat, 1912). Damit wird festgelegt, dass sowohl auf die Gesamtinteressen des Landes zur Nutzung der einheimischen Wasserkraft als auch auf die Bedürfnisse der Wasserherkunftsgebiete Rücksicht zu nehmen und somit eine Interessenabwägung notwendig ist.

In der Botschaft des Bundesrates wurde vorgeschlagen, das Maximum des Wasserzinssatzes auf 3 CHF/PS festzusetzen, was in etwa der damaligen Regelung des Kantons Bern entsprach und deutlich tiefer lag als in anderen Kantonen. Um eine Ablehnung des Gesetzes durch eine drohende Verminderung der Einnahmen in einzelnen Kantonen zu vermeiden, wurde in der am 22. Dezember 1916 in Kraft gesetzten Version des Gesetzes ein Höchstansatz von 6 CHF/PS (entsprechend 8.16 CHF/kW_B) verankert, was verhältnismässig hoch war. Am 1. Januar 1918 trat die dazugehörige Verordnung über die Berechnung des Wasserzinses (Wasserzinsverordnung, WZV, SR 721.831) in Kraft. Darin ist die Methodik der Berechnung detailliert beschrieben (siehe Textbox folgende Seite).

1.2 Föderalistische Lösung

Das Wasserrechtsgesetz des Bundes legt nur den maximalen Wasserzinssatz und die Berechnung des Wasserzinses fest. In der Ausgestaltung sind die Kantone jedoch frei, was zu erheblichen Unterschieden in den einzelnen kantonalen Wasserrechtsgesetzen führt – vor allem in Bezug auf die Verteilung der Einnahmen auf die Gemeinden. Nachfolgend werden beispielhaft die Regelungen der grössten Wasserzinskantone aufgeführt:

● Kanton Wallis: Bei den kantonalen Werken an der Rhone fliessen 100% der Wasserzinse an den Kanton. Bei Kraftwerken in den Seitentälern fliessen die Einnahmen des Wasserzinses zu 60% als «besondere Wasser-

Wie wird der Wasserzins berechnet?

Der maximal zulässige Wasserzins für ein Wasserkraftwerk ergibt sich aus der mittleren Bruttoleistung multipliziert mit dem Maximum des Wasserzinssatzes gemäss Wasserrechtsgesetz:

Wasserzins [CHF] =
max. Wasserzinssatz [CHF/kW_B] ×
mittlere Bruttoleistung [kW_B]

Die mittlere Bruttoleistung eines Wasserkraftwerks wiederum berechnet sich aus dem nutzbaren Gefälle und der durchschnittlich nutzbaren Wassermenge, die von der Anlage gefasst und verarbeitet werden kann:

Mittlere Bruttoleistung [kW_B] =
9,81 [m/s²] × 1000 [kg/m³] × mittlere
nutzbare Wassermenge [m³/s] ×
mittlere nutzbare Fallhöhe [m]

Die nutzbare Wassermenge entspricht dem effektiv zufließenden Wasserdargebot, das durch die Anlage technisch gefasst und turbinert werden kann. Da sich dieses Wasserdargebot Jahr für Jahr verändert, ist der Wasserzins nicht fix, sondern wird von den Behörden gemäss den nutzbaren Wassermengen berechnet.

Weil die Berechnung des Wasserzinses auf die Bruttoleistung und somit auf das Leistungspotenzial der Anlage abstellt, fliesst weder der Wirkungsgrad der Anlage in die Berechnung ein noch wird berücksichtigt, ob die Anlage effektiv produziert oder beispielsweise wegen einer Revision stillsteht.

Verwendete Abkürzungen

CHF: Schweizer Franken

Rp./kWh: Rappen pro Kilowattstunde

kW_B, MW_B: Bruttoleistung in Kilo- bzw. Megawatt

PS: Bruttoperferdekraft (1 PS = 0,74 kW)

TWh: Terawattstunden (1TWh = 10⁹ kWh)

kraftsteuer» an den Kanton und zu 40 % an die Gemeinden. Ein Teil der Gesamteinnahmen geht zweckgebunden an gesetzlich vorgesehene Fonds (1) zur Finanzierung des Aktienkapitals der Forces Motrices Valaisanne (FMV) durch den Kanton, (2) zum Rückkauf von Wasserkraftanlagen durch den Kanton, und (3) zur Korrektur und zum Unterhalt der Gewässer.

● Kanton Graubünden: Eigentümer von Kraftwerken haben jährlich den Verleihungsgemeinden einen Wasserzins und dem Kanton eine Wasserwerksteuer zu entrichten. Der von den Gemeinden festgesetzte Wasserzins darf die Hälfte des jeweiligen bundesrechtlichen Wasserzinsmaximums nicht übersteigen. Der Kanton erhebt eine Wasserwerksteuer in der Höhe der Hälfte des jeweiligen bundesrechtlichen Wasserzinsmaximums. Mit einem innerkantonalen Finanzausgleich, in den die wasserzinsberechtigten Gemeinden 6% der Wasserzinse einbezahlen, werden finanzschwache Gemeinden gestärkt.

● Kantone Tessin, Bern und Aargau: Diese Kantone erheben für die Nutzung der Wasserkraft direkt den jährlichen Wasserzins, der nicht mit den Gemeinden geteilt wird. Der erhobene

Wasserzins entspricht ab einer Bruttoleistung von über 2 MW_B dem bundesrechtlichen Höchstansatz. Im Kanton Bern ist allerdings aktuell noch ein Vorstoss zur Reduktion des anwendbaren Satzes hängig (vgl. dazu Abschnitt 4.1). Ebenfalls noch zu behandeln ist ein Vorstoss, der den Standortgemeinden einen Anteil der Wasserzinseinnahmen zuteilen möchte.

● Kanton Uri: Im Gewässernutzungs-gesetz werden die öffentlichen Kantons- und Korporationsgewässer namentlich aufgeführt. Die Wasserzinse kommen entsprechend dieser Auflistung dem Kanton oder den beiden Korporationen Uri und Urseren zugute, wobei der Kanton rund 90% einnimmt und die Korporationen 10%.

● Kanton Glarus: Gemäss kantonalem Energiegesetz beträgt die Wasserwerksteuer, die dem Kanton zugutekommt, 55% des jeweiligen bundesrechtlichen Wasserzinsmaximums. Der Rest gehört den weiteren Wasserrechtsbesitzern, also den Gemeinden und Privaten. Eine weitergehende Erhöhung der kantonalen Wasserwerksteuer um generell 25% lehnte der Landrat im Jahr 2009 mit Rücksicht auf die Gemeinden, welche zu etwa zwei Drittel Eigentümerinnen der Wasserrechte auf ihrem Gemeindegebiet sind, ab.

Eine vollständige Übersicht über die gesetzlichen Grundlagen in den einzelnen Kantonen findet sich in einer Studie zur Wasserkraftnutzung im Alpenraum (Wyer, 2006).

1.3 Entwicklung der Bemessung

Das Maximum des Wasserzinssatzes ist seit 1918 bereits sieben Mal erhöht worden (siehe Bild 1). Nachfolgend findet sich ein historischer Überblick über die in den jeweiligen Botschaften des Bundesrates festgehaltenen Beweggründe und Diskussionen zu den Erhöhungsschritten:

● In der Botschaft vom 18. November 1951 (Bundesrat, 1951) zur erstmaligen Erhöhung des Maximalsatzes argumentierte der Bundesrat vor allem mit der Anpassung des Satzes an die allgemeine Teuerung. In seiner Interessenabwägung kam er zum Schluss, dass die Erhöhung i) keine Erhöhung der Energiepreise rechtfertigen lasse und ii) keinen «ungünstigen Einfluss auf die gegenwärtig erfreuliche Entwicklung auf dem Gebiete der Nutzbarmachung brachliegender Wasserkräfte haben kann». Schliesslich brachte er den Solidaritätsgedanken zwischen Berg- und Mittellandkantonen auf: «Es entspricht daher der Billigkeit, den Bergkantonen und -gemeinden,

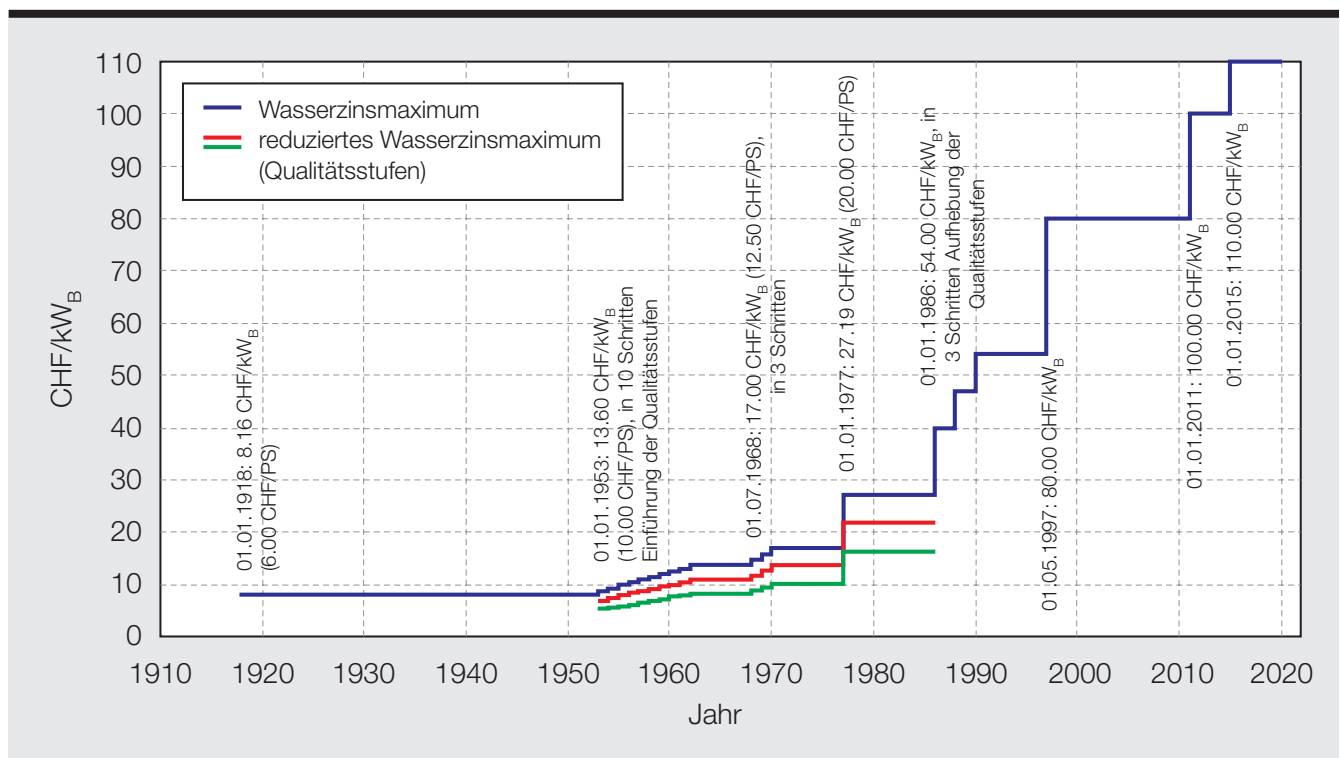


Bild 1 Entwicklung des maximalen Wasserzinssatzes nach eidgenössischem Wasserrechtsgesetz. Das Maximum hat sich seit der Einführung 1918 nominal mehr als verzehnfacht und alleine seit 1997 verdoppelt (Quelle: BFE, 2016).

die ihre Wasserkräfte zum Wohle des ganzen Landes zur Verfügung stellen, zu ermöglichen, vermehrten Nutzen aus dem für die Elektrizitätswirtschaft unentbehrlichen Rohstoff zu ziehen.» Mit der Erhöhung des maximalen Wasserzinssatzes per 1. Januar 1953 wurden zudem Qualitätsstufen eingeführt, die Investitionen in den Bau von Speicherkraftwerken begünstigten.

● Bereits auf den 1. Juli 1968 wurde das Gesetz wieder angepasst. Im Wesentlichen mit dem Argument der Anpassung an die Teuerung der letzten 15 Jahre (Bundesrat, 1967).

● In der Botschaft von 1975 (Bundesrat, 1975) nahm der Bundesrat dann eine umfassende Interessenabwägung vor. Dem Teuerungsargument hielt er entgegen, dass die betroffenen Regionen den volkswirtschaftlichen Nutzen der Wasserkraft vielfach übersehen würden und eine weitere Anhebung zu einer Privilegierung der Gebirgskantone gegenüber den anderen Kantonen führe. Erstmals erwähnte er aber auch, dass die Wasserkraftwerke zu einer Beeinträchtigung der natürlichen Schönheit der Gebirgsgegend führten. «Davon profitieren in erster Linie die grossen Verbrauchszentren. Man kann deshalb eine grosszügige Erhöhung des Wasserzinssatzes als einen Akt schweizerischer Solidarität verstehen.

[...] Die Erhöhung kommt hauptsächlich wirtschaftlich benachteiligten Kantonen zugute und wird zur Hauptsache von den Industriekantonen als Hauptabnehmer elektrischer Energie getragen.»

● In der Botschaft vom 12. November 1984 (Bundesrat, 1984) wurde das Solidaritätsargument noch expliziter erwähnt: «Der Wasserzins wird letztlich als Bestandteil des Energiepreises vom Energiekonsumenten bezahlt. Am meisten elektrische Energie wird in den Ballungszentren konsumiert. [...] So gesehen kann eine Erhöhung des Wasserzinssatzes auch als Akt der Solidarität verstanden werden, der eine für die Berggebiete günstigere Einkommensverteilung bewirkt.»

● Die Gesetzesanpassung per 1. Mai 1997 liess sich nicht mehr mit der Anpassung des Maximums an die Teuerung begründen. Bereits in der Botschaft (Bundesrat, 1995) hielt der Bundesrat fest, dass der Wasserzins grundsätzlich eine Ausgleichsgrösse geblieben sei, dass die Interessenabwägung sich aber wegen der Zunahme der zu berücksichtigenden Faktoren schwieriger gestalten lässt. Die von den Gebirgskantonen erstmals in der Vernehmlassung eingebrachte Idee eines Speicherzuschlags, die den erhöhten Ertragsmöglichkeiten von Speicherkraftwerken Rechnung tragen sollte, wurde nicht

aufgenommen. Abgeschafft wurden hingegen die Qualitätsstufen. Mit Bezug auf die sich bereits abzeichnenden Liberalisierungsbestrebungen auf dem europäischen Strommarkt hielt der Bundesrat fest, dass er eine entsprechende «Liberalisierung der Wasserzinsregelung gegenwärtig für verfrüht» hält, darauf «jedoch zurückkommen will [...] wenn diesbezüglich Klarheit herrscht».

● Und schliesslich führten die bis ins Jahr 2008 stark angestiegenen Strompreise erneut zu erhöhten Begehrligkeiten der Kantone. Die Energiekommission des Ständerates reichte deshalb die parlamentarische Initiative 08.445 ein, um die Wasserzinse mit einer neuerlichen Gesetzesänderung ein weiteres Mal anzuheben (UREK-S, 2009). Dabei ging man von einem Anstieg sowohl der Teuerung als auch des Wertes der Ressource Wasser für die Stromproduktion aus – beides hat sich inzwischen als grundlegend falsch erwiesen – und legte eine zweistufige Erhöhung fest.

Mit dieser bisher letzten Gesetzesanpassung wurde der Wasserzinssatz für die Jahre 2011 bis 2014 auf 100 CHF/kW_B und ab 2015 auf 110 CHF/kW_B erhöht. Da die geltende Gesetzgebung bis Ende 2019 befristet ist, braucht es für die Zeit ab dem Jahre 2020 eine Neuregelung.

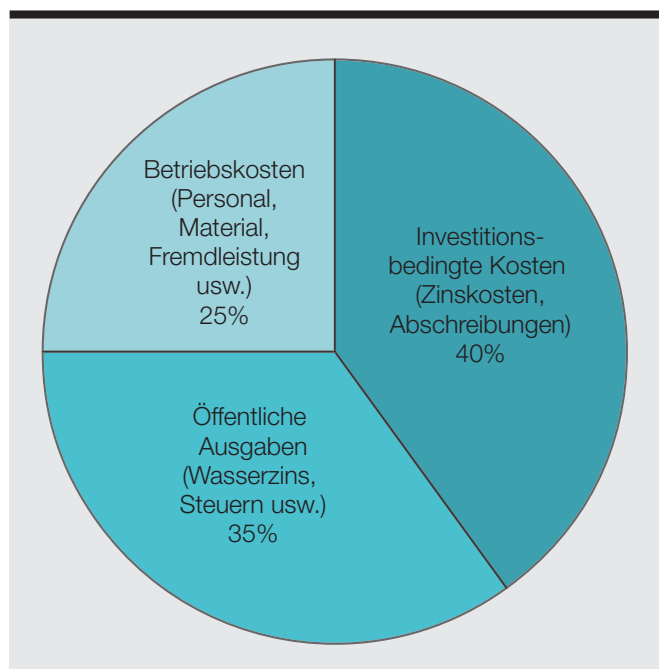


Bild 2 Die öffentlichen Abgaben belasten ein typisches Wasserkraftwerk bereits mit rund einem Drittel der Gesamtkosten; der Grossteil davon entfällt auf den Wasserzins (Quelle: SWV, 2016).

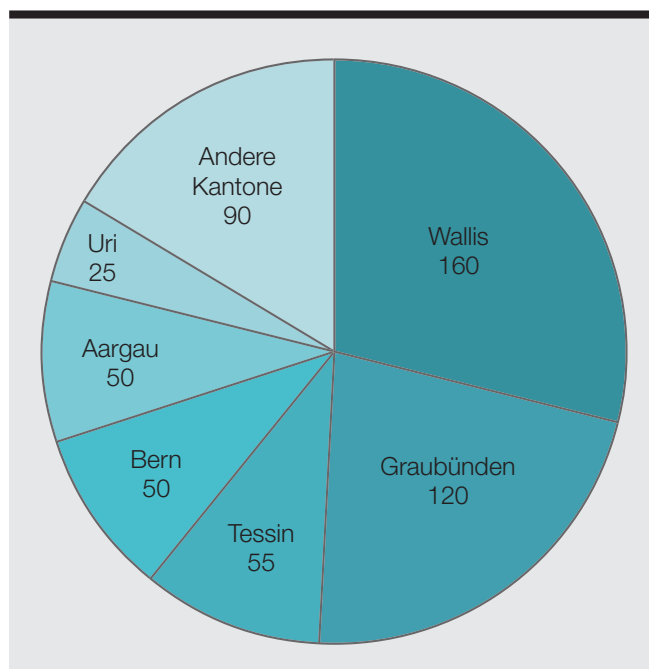


Bild 3 Jährliche Wasserzinseinnahmen der Standortkantone und -gemeinden von Wasserkraftwerken in Millionen Franken nach Kanton (Datenquelle: BFE, 2015; eigene Darstellung).

1.4 Reformversuche

Seit der Einführung des maximalen Wasserzinssatzes musste bei jeder Änderung um eine politische Kompromisslösung gerungen werden. Regelmässig wurde die Frage angegangen, wie die Wasserzinsregelung im Rahmen des bestehenden Verfassungsrechts verbessert werden könnte.

In den 1970er-Jahren wurden in einer vom Bund eingesetzten Arbeitsgruppe verschiedene Möglichkeiten aufgezeigt, wie von der Berechnung über die mittlere Bruttoleistung abgewichen werden könnte (EVED, 1979). In den 1980er-Jahren wurde eine Studienkommission eingesetzt, die eine praktisch totalrevidierte Fassung des Wasserrechtsgesetzes vorschlug (Bundesrat, 1984). In den 1990er-Jahren wurden in einer Mitteilung des damaligen Bundesamts für Wasserwirtschaft die rechtlichen Aspekte für neue Wege und Möglichkeiten bei der Festlegung des maximalen Wasserzinssatzes aufgezeigt (BWW, 1995). Und schliesslich wurde Anfang des neuen Jahrtausends von akademischer Seite die Ablösung der bestehenden Wasserzinsregelung durch die Einführung einer reinen Ressourcenrente vorgeschlagen (CEPE, 2004). Mit Ausnahme der einmal eingeführten und wieder abgeschafften Qualitätsstufen konnten sich die zahlreichen Vorschläge für Systemänderungen bisher allerdings nie durchsetzen.

1.5 Entwicklung der Abgabenhöhe

Der gesetzlich fixierte maximale Wasserzinssatz ist seit seiner Einführung im Jahr 1918 nominal um den Faktor dreizehn erhöht und alleine seit dem Jahre 1997 mehr als verdoppelt worden. Teuerungsbereinigt mit dem Landesindex der Konsumentenpreise (BfS, 2016), entspricht die Erhöhung von ursprünglich 8.16 CHF/kW_B im Jahre 1918 auf 110 CHF/kW_B im Jahre 2015 in realen Werten fast einer Verdreifachung (der Initialwert würde zu heutigen Preisen 41.1 CHF/kW_B betragen). Der maximale Wasserzinssatz hat sich in den vergangenen Jahrzehnten also komplett von der Landesteuerung entkoppelt.

Bemerkenswert ist dabei vor allem auch, dass der Grossteil der Erhöhungen ab Mitte der 1970er-Jahre erfolgte; zu einem Zeitpunkt also, in dem die

Wasserkraftwerke der Schweiz im Wesentlichen bereits gebaut waren und über gültige Konzessionen für eine Nutzungsdauer von meistens 80 Jahre verfügten. Eingriffe in das wohlverworbene und schützenswerte Recht der Konzession gelten zwar als zulässig soweit sie verhältnismässig bleiben (vgl. dazu auch Aeberhard, 2009). Bei der Beurteilung gilt es aber, die Gesamtheit der Eingriffe und Belastungen zu beachten. Denn neben dem Wasserzins gibt es ja noch diverse andere Leistungen, die dem Konzessionär im Laufe der Zeit auferlegt wurden und werden. Zu nennen sind insbesondere Gratis- und Vorzugsenergie für die Konzessionsgemeinden, Bau und Unterhalt von oftmals touristisch genutzten Strassen und Seilbahnen sowie ständig steigende Leistungen zugunsten von Umwelt und Hochwasserschutz.

2. Finanzielle Bedeutung der Wasserzinse

2.1 Kostenfaktor für die Wasserkraft

Gemäss Bundesverwaltung flossen im Jahre 2014 bei voller Ausschöpfung des damaligen Wasserzinssatzes CHF 515 Mio. von den Wasserkraftbetreibern zu den Konzessionären (BFE, 2015). Mit dem letzten Erhöhungsschritt auf Anfang 2015 resultieren nun also jährlich rund CHF 550 Mio. Wasserzinse. Bei einer Produktionserwartung der Wasserkraft von rund 36 TWh (und unter Berücksichtigung, dass Wasserkraftwerke unter 2 MW_B einen reduzierten und solche unter 1 MW_B keinen Wasserzins bezahlen), liegt die Belastung der grösseren Kraftwerke unterdessen bei rund 1,6 Rp./kWh. Das entspricht somit der Hälfte der aktuell am Markt erzielbaren Erträge (vgl. Abschnitt 3.2).

Damit hat sich die fixe Abgabenlast der Wasserkraftproduzenten in wenigen Jahren massiv erhöht. In einer detaillierten Studie zur Belastung der Elektrizität durch Abgaben (BSG, 2010) wurden, basierend auf einer Stichprobe, die Belastungen nach Art und Ort auf unterschiedlichen Stufen untersucht. Bei der Wasserkraft wurden total 33 Abgabearten plus die Mehrwertsteuer unterschieden. Ihre Belastung lag im Stichjahr 2009 gemäss diesem Bericht bei 2,24 Rp./kWh,

wobei der Wasserzins damals schon rund die Hälfte ausmachte, gefolgt von den Komponenten Mehrwertsteuer (15%), der Ertrags- und Gewinnsteuer (12%) sowie der Konzessionsenergie (5%). Die öffentlichen Abgaben belasten ein typisches Wasserkraftwerk heute mit durchschnittlich einem Drittel der Gesamtkosten (vgl. Bild 2). Und der Grossteil davon entfällt auf den Wasserzins. Er ist also ein sehr bedeutender Kostenfaktor für die einheimische Wasserkraft.

Ein detaillierter Vergleich mit den Nachbarländern zeigt, dass die Schweiz bei allen Wasserkraftwerkstypen mit Abstand die höchste fixe Abgabenlast aufweist (Wyer, 2006). Obschon diese Untersuchung bereits einige Jahre zurückliegt, hat sich an dieser Situation im Kern nichts geändert. Veranschaulichen lässt sich dies am Beispiel des Grenzkraftwerks Birsfelden mit deutschem Hoheitsanteil von 39,85%. Gemäss dem Geschäftsbericht 2015 des Kraftwerks (KWB, 2016) betrug der Wasserzins auf Schweizer Seite über CHF 4,0 Mio., der deutsche Anteil als Wassernutzungsentgelt in Baden-Württemberg nur CHF 0,2 Mio. Und obschon die Abgabe nun auch auf deutscher Seite per 1. Januar 2016 mehr als verdoppelt wurde (RPF, 2015), liegt sie mit umgerechnet 15 CHF/kW_B weiterhin um ein Vielfaches tiefer im Vergleich zur Schweiz.

2.2 Einnahmen für einzelne Gemeinwesen

Der Wasserzins ist eine bedeutende Einnahmequelle für die Standortkantone und je nach kantonaler Gesetzgebung für die Standortgemeinden der Wasserkraftwerke. Gesamtschweizerisch entfallen über 80% der Einnahmen auf 6 Kantone bzw. ihre Standortgemeinden (vgl. Bild 3).

Gut dokumentiert sind die Einnahmen für den Kanton Graubünden (AEV, 2016). So konnte der Kanton seine Einnahmen aus dem Wasserzins von rund CHF 27 Mio. im Jahr 1988 auf heute über CHF 60 Mio. steigern. Und die Gemeinden erzielten nochmals Einnahmen in gleicher Höhe. In zahlreichen Gemeinden machen die Einnahmen durch Wasserzinse zwischen 20 und 40% der Gesamteinnahmen aus, in einem Fall sind es sogar über 40%, was pro Einwohner im Extremfall über CHF 5000 pro Jahr ausmacht.

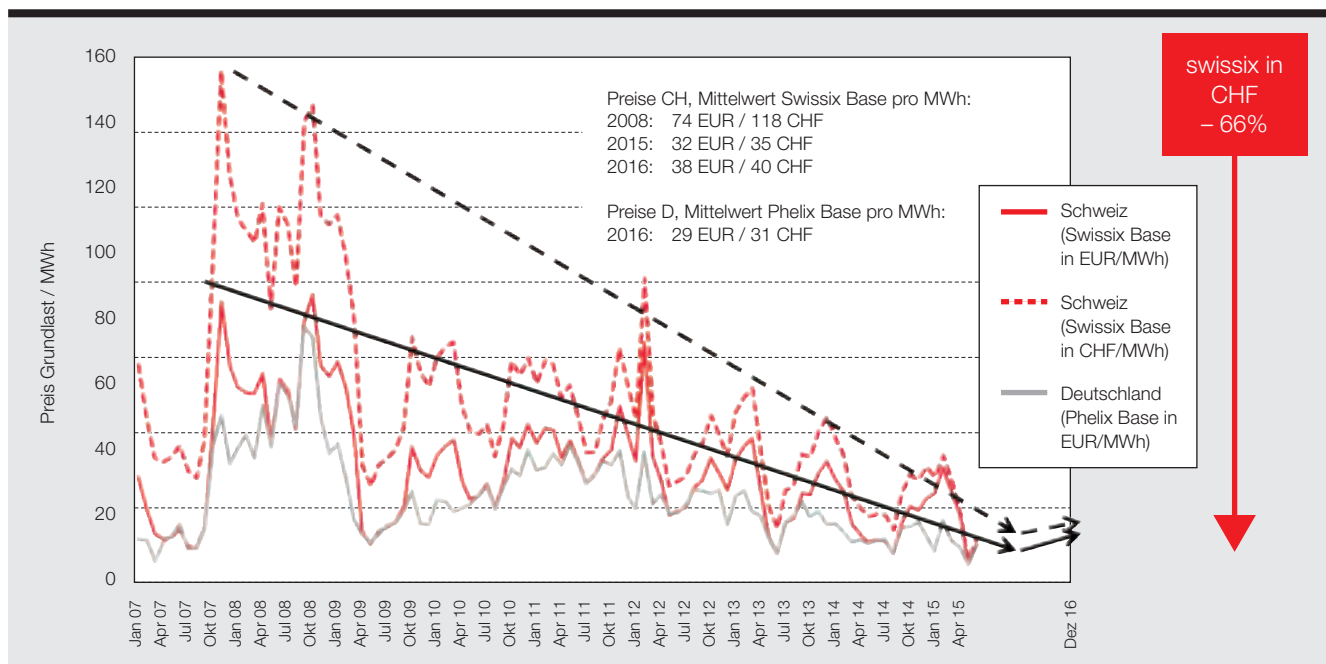


Bild 4 Entwicklung des Schweizer Preises für Bandenergie in EUR/MWh (ausgezogene rote Linie) und in CHF/MWh (gestrichelte rote Linie) (Quelle: Avenir Suisse, 2015; ergänzt: SWV, 2017).

Das verdeutlicht die manchmal problematische Abhängigkeit der Gemeinden von diesen Einnahmen und so erstaunt es nicht, dass man gerne an einer hohen fixen Einnahme festhalten will. Gerade Gemeinden in Randregionen können damit zum Beispiel ein Bildungssystem unterhalten, das der Aufrechterhaltung der Attraktivität für Familien dient. Oder es werden mit den Wasserzinse auch Teile der touristischen Infrastruktur wie beispielsweise Erlebnisbäder mitfinanziert (St. Galler Tagblatt Online, 2016). Es stellt sich aber zwangsläufig die Frage, ob es Aufgabe der Stromproduzenten ist, diese Dienstleistungen und Infrastrukturen zu finanzieren, wenn sie ihre Kosten selber nicht decken können und die Abgaben nicht mehr im Sinne des Solidaritätsgedankens an die Endverbraucher überwälzen können.

3. Heutiges und künftiges Marktumfeld

3.1 Vom Monopol zum Markt

Die meisten grossen Wasserkraftwerke der Schweiz wurden im letzten Jahrhundert, insbesondere zwischen 1950 und 1970, gebaut. Damals stieg die Stromnachfrage rasant an und die Elektrizitätsgesellschaften, oftmals im Besitz von Produktionsanlagen und Verteil-

netzen, versorgten ihre Stromverbraucher im Monopol zu kostenbasierten Tarifen. In diesem System konnten die vollständigen Gestehungskosten der Wasserkraftproduktion, inklusive der Wasserzinse, den Endverbrauchern weiterverrechnet werden.

Seit der Jahrtausendwende hat sich der europäische Strommarkt im Zuge der Liberalisierungen aber grundlegend gewandelt. Auch in der Schweiz hat das Bundesparlament im Jahr 2007 eine zweistufige Marktöffnung verabschiedet. Demnach sollte nach einer Trennung von Höchstspannungsnetz und Produktion (dem sog. «Unbundling») zuerst den grossen Verbrauchern mit einem Jahresverbrauch von über 100 MWh und nach fünf Jahren auch den Haushalten sowie anderen Kleinverbrauchern der freie Marktzugang gewährt werden. Die erste Stufe dieser Marktöffnung wurde vom Bundesrat per 1. Januar 2009 mit dem Stromversorgungsgesetz (StromVG) in Kraft gesetzt. Seither wird das Höchstspannungsnetz von der nationalen Netzgesellschaft Swissgrid betrieben, und alle grossen Verbraucher sowie Verteilnetzbetreiber können ihren Strom frei am europäischen Markt beziehen. Ob und wann die von der Politik angedachte zweite Stufe der Marktöffnung auch für kleinere Verbraucher eingeführt wird (und damit jeder Endverbraucher sei-

nen Stromlieferanten frei wählen kann), ist noch offen. Diese volle Marktöffnung hätte plangemäss zwar bereits vor zwei Jahren umgesetzt werden sollen, der Bundesrat will aber aufgrund des aktuellen Marktumfelds und des weiterhin ausstehenden bilateralen Stromabkommens mit der Europäischen Union mit der Inkraftsetzung zuwarten (Bundesrat, 2016). Da die Versorger den Strom aber ebenfalls am Markt beschaffen können, ist bereits heute der Grossteil der einheimischen Wasserkraftproduktion den internationalen Marktbedingungen ausgesetzt.

Die Schweizer Wasserkraftproduzenten befinden sich also in einem komplett neuen Umfeld. Sie müssen sich im internationalen Strommarkt behaupten, der überdies mit Milliardensubventionen und unterschiedlichen nationalen Abgabenpolitiken massiv verzerrt ist. Im geöffneten Markt können insbesondere auch die Wasserzinse nicht mehr als Teil der Gestehungskosten einfach im Tarifsystem den Endverbrauchern weiterverrechnet werden. Die Kosten bleiben am Produzenten hängen, der die entsprechenden Erträge am Markt erwirtschaften muss. Die Abgabe ist so zu einem wichtigen Kostenfaktor geworden, der die einheimische Wasserkraft gegenüber der nationalen und internationalen Konkurrenz wesentlich verteuert.

3.2 Strompreiszerfall gefährdet Substanz

Parallel zur Liberalisierung haben die Marktpreise, die an den Strombörsen Europas gebildet werden, einen massiven Preiserfall erfahren. In der Zeitspanne zwischen 2008 und 2016 sind die in Leipzig gehandelten Strompreise wechselkursbereinigt für die Schweiz um rund 66% eingebrochen (vgl. Bild 4).

Dieser massive Zerfall ist auf das Zusammenspiel verschiedener Faktoren zurückzuführen, die allesamt von der Schweiz kaum beeinflusst werden können. Zu nennen sind insbesondere:

- Tiefe Öl-, Gas- und Kohlepreise
- Preiserfall bei CO₂-Zertifikaten
- Stagnation der Stromnachfrage in Europa
- Massive Subventionierung anderer Stromquellen
- Ungünstige Euro/Franken-Wechselkursentwicklung.

Solange die europäische Energie- und Klimapolitik nicht wirksam korrigiert wird, ist nicht mit einer substanziellen Erholung der Strompreise zu rechnen (vgl. dazu auch Abschnitt 3.3).

Für die einheimische Wasserkraft sind die andauernd tiefen Preise mittlerweile eine existenzielle Herausforderung. Die Wasserkraft gehört zwar zu den kostengünstigsten Technologien der Stromproduktion überhaupt, mit Gestehungskosten von – je nach Standort, Ausführung und Zustand der Anlagen sowie abhängig vom jährlichen Wasserdargebot – zwischen 3 und 10 Rp./kWh. Aber der Grossteil der Kraftwerke kann diese Kosten am Markt nicht mehr decken. Es fehlen Erträge von durchschnittlich 2 bis 4 Rp./kWh, was zu gesamtschweizerischen Verlusten in der Grössenordnung von jährlich rund CHF 1 Mrd. führt (Piot, 2015; SWV, 2016). Die Anlagen werden nur deshalb nicht ausser Betrieb gesetzt, weil diese sehr tiefe variable Kosten aufweisen und damit der Stromverkauf einen Deckungsbeitrag an die hohen Kapitalkosten und Abgaben leistet.

Um die Kosten kurzfristig zu senken, werden von den Betreibern die Betriebskosten weiter optimiert. Diese Kostensenkungsprogramme werden das Problem allerdings nicht lösen können, denn die durch ein Kraftwerk direkt beeinflussbaren Betriebskosten machen oftmals nur noch ein Viertel

der Gestehungskosten aus (vgl. Abschnitt 2.1). Den Wasserkraftbetreibern bleibt damit nur die Option, Investitionen in den Unterhalt und die Modernisierung der Anlagen zurückzustellen und auf das sicherheitsrelevante Minimum zurückzufahren. Die Verluste schaden dem Substanzerhalt der Wasserkraft, bescheren der öffentlichen Hand als Aktionärin der Gesellschaften gewaltige Wertverluste, schwächen die Einkommensbasis der Konzessionäre sowie der Wasserkraftkanton- und -gemeinden und gefährden Arbeitsplätze. Mittelfristig stellt diese Entwicklung die Versorgungssicherheit und die gesamte Energie- bzw. Stromstrategie der Schweiz infrage.

3.3 Künftige Entwicklung

Ein Blick in die Zukunft ist naturgemäss mit grossen Unsicherheiten behaftet. Die Unwägbarkeiten sind aber gerade in Energiefragen sehr stark ausgeprägt. Zum einen, weil diese meistens in besonderem Masse von der Politik beeinflusst sind und damit schwer voraussehbar bleiben; und zum anderen, weil die Strategien und Konzepte aktuell in einer fast schon revolutionären Umbruchphase stehen.

Für die nächsten Jahre wird an den europäischen Strommärkten nicht mit einer wesentlichen Erholung der Preise gerechnet. Zwar sind sie seit ihrem Tief im Februar 2016 wieder leicht angestiegen, aber die aktuell gehandelten Preise für Bandenergie (Produkt «Base») für die Jahre 2017 bis 2020 ste-

hen bei 25–27 EUR/MWh oder umgerechnet bei weiterhin tiefen 2,7 bis 3,0 Rp./kWh (vgl. Bild 5).

Nicht zuletzt angesichts dieser düsteren Marktaussichten, hat das Bundesparlament im Rahmen der Beratungen zum 1. Massnahmenpaket zur Energiestrategie 2050 in der Frühlings-session 2016 die Einführung einer Marktprämie beschlossen (UREK-S, 2016). Wasserkraftwerke sollen maximal 1 Rp./kWh für jenen Strom erhalten, den sie unter den Gestehungskosten am Markt verkaufen müssen. Dazu wird ein Netzzuschlag von 0,2 Rp./kWh vorgesehen, was unter Berücksichtigung der Befreiung stromintensiver Industrien einem jährlichen Betrag von rund CHF 110 Mio. entspricht. Die Regelung wird Linderung verschaffen, löst aber die grundlegenden Probleme nicht. Zudem genügt die Massnahme angesichts der generierten Verluste nicht für die Wiederherstellung der Rentabilität der Wasserkraft, tritt frühestens auf Anfang 2018 in Kraft und ist überdies auf fünf Jahre befristet.

Schlecht sind die Prognosen damit vor allem für die Laufwasserkraftwerke, die knapp die Hälfte des Schweizer Wasserkraftstroms liefern. Diese produzieren zwar in den meisten Fällen etwas kostengünstiger als Speicherkraftwerke, sind dafür aber nicht steuerbar und produzieren, unabhängig vom Marktpreis, nach Wasserdargebot. Die Kraftwerke stehen zudem auch in direkter Konkurrenz zu den bis anhin vor allem in Deutschland mit massiven Subventionen zugebauten Photovoltaikan-



Bild 5 Entwicklung des europäischen Strompreises für Bandenergie für das Jahr 2020 im Zeitraum 2014 bis 2016 in EUR/MWh (Quelle: EEX am 9. August 2016).

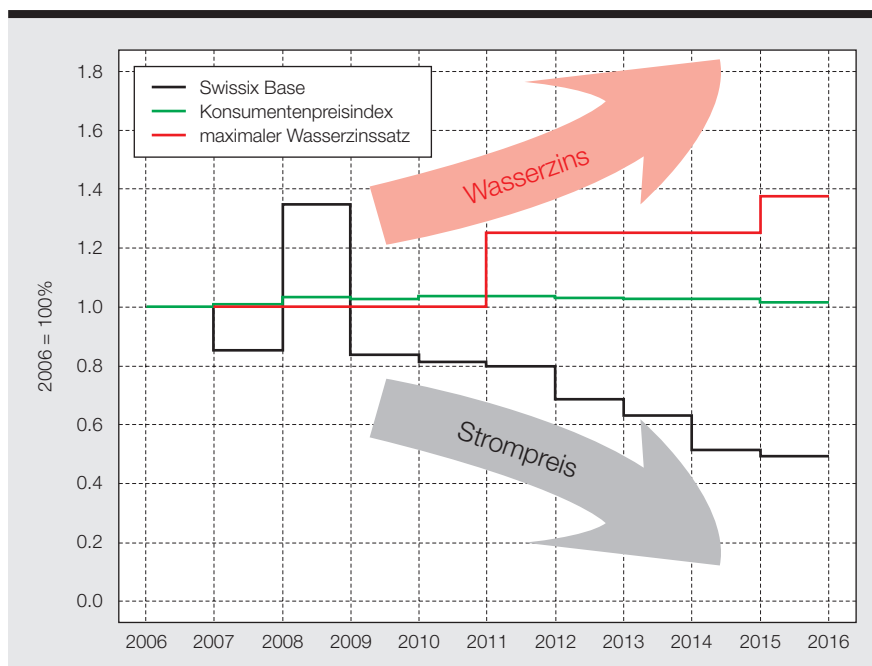


Bild 6 Komplette gegenläufige Entwicklung der Preise auf dem Strommarkt (schwarz) und des Wasserzinssatzes (rot) bei gleichbleibender Teuerung (grün) für die Periode seit 2006.

lagen, da die Produktionsprofile von Laufwasserkraft und Photovoltaik auf Monatsbasis sehr ähnlich verlaufen mit viel Strom im Sommer und wenig im Winter (vgl. dazu auch Piot/Beer, 2016).

Die Laufwasserkraftwerke kämpfen bereits heute mit negativen Preisen, die an sehr sonnigen oder windigen Feiertagen vor allem im Frühling während ein paar Stunden auftreten können. Das Phänomen geht zurück auf eine Kombination von Überproduktion aus Photovoltaik- und Windanlagen mit nicht zurückgefahrenen konventionellen Anlagen. In diesen Momenten werden die Laufwasserkraftwerke – sofern sie ihre Anlagen nicht ausser Betrieb nehmen können oder aus konzessions- oder umweltrechtlichen Gründen nicht dürfen – für ihre erneuerbare Stromproduktion zusätzlich bestraft. Auf Ersuchen der Betreiber wurden deshalb die vor allem bei den Grenzkraftwerken am Hochrhein bestehenden konzessionsrechtlichen Einschränkungen für Wehrüberfall vorderhand gelockert (BFE, 2014a). Die Tendenz für negative Preise und die damit verbundenen Probleme bei der Laufwasserkraft dürften sich in den kommenden Jahren aber eher noch verschärfen.

Die technisch komplexeren Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke produzieren im Vergleich zu Laufwas-

serkraftwerken meistens etwas teurer, können aufgrund ihrer Steuerfähigkeit aber von kurzfristigen oder saisonalen Preisunterschieden profitieren. Die Aussichten für diese Kraftwerke sind deshalb mittel- bis längerfristig besser. Zum einen, weil der Bedarf für steuerbare Produktion und Regelleistung zum Ausgleich der unregelmässig einspeisenden Stromquellen stark zunehmen wird. Und zum anderen, weil beim politisch aufgelegten Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland und in der Schweiz die Sicherstellung der Versorgung im Winter in den Fokus rücken wird.

4. Handlungsbedarf zur Neuregelung

4.1 Kurzfristig

Die obigen Ausführungen zur Marktsituation und Ertragslage der einheimischen Wasserkraftproduktion zeigen, dass der Wasserzins im aktuellen Umfeld von den Produzenten eigentlich gar nicht mehr finanziert werden kann. Das liegt vor allem daran, dass die heutige Regelung für die Bemessung der Wasserzinse noch aus der Zeit des Monopols stammt und keinerlei Rücksicht auf die effektive Ertragslage der Wasserkraft nimmt. Im Gegenteil: die Ent-

wicklungen der Grosshandelspreise auf dem Strommarkt und des maximalen Wasserzinssatzes sind seit dem Jahre 2009 komplett gegenläufig (vgl. Bild 6).

Die Standortkantone und -gemeinden könnten zur kurzfristigen Entlastung der einheimischen Wasserkraftproduktion theoretisch per sofort oder gar rückwirkend auf einen Teil oder die ganze Wasserzinsabgabe verzichten. So hat der Regierungsrat des Kantons Bern im Frühling 2016 auf Bestreben des Grossen Rates tatsächlich eine Änderung des Wassernutzungsgesetzes verabschiedet, das für die Grosswasserkraftwerke den rückwirkenden Verzicht auf den letzten Erhöhungsschritt des bundesgesetzlichen Wasserzinsmaximums per 1. Januar 2015 stipuliert und zusätzliche Entlastungsmöglichkeiten im Einzelfall vorsieht (RR Kanton Bern, 2016). Das Geschäft wird im September 2016 wieder im Grossen Rat behandelt und könnte so die Berner Wasserkraftwerke mit jährlich rund CHF 3,9 Mio. entlasten. Aber angesichts der grossen Bedeutung der Wasserzinse für die öffentlichen Haushalte (vgl. Abschnitt 2.2) dürfte ein solches Vorgehen ein Einzelfall bleiben.

4.2 Mittelfristig

Die Hoffnung auf eine finanzierbare Lösung, welche die internationale Wettbewerbsfähigkeit der einheimischen Wasserkraft verbessert, ruht damit auf der Ablösung der noch bis Ende des Jahres 2019 geltenden gesetzlichen Regelung. Das Bundesparlament hat dazu in der Frühlingssession 2016 mittels Motion dem Bundesrat den expliziten Auftrag erteilt «in Zusammenarbeit mit den Kantonen, der Energiewirtschaft und weiteren interessierten Kreisen die Wasserzinsregelung nach 2019 unter Berücksichtigung der konkreten Lage der Wasserkraftwerke und der Förderungsmechanismen der Energiestrategie 2050 zügig an die Hand zu nehmen» (UREK-N, 2016).

Die Ausarbeitung einer neuen Regelung bietet die Chance, das neue Umfeld mit weitgehend liberalisierter Stromwirtschaft zu berücksichtigen. Die einheimische Wasserkraft muss – so man sie weiter nutzen will – heute und in Zukunft am internationalen Strommarkt bestehen können. Das heisst, es braucht eine flexible Lösung, die für

gute und für schlechte Zeiten taugt. Die Wasserkraftproduzenten können selbstredend keine Abgaben bezahlen, welche sie weder über den Markt finanzieren noch weiterverrechnen können. Sind die Strompreise hingegen hoch, sollen auch die Gemeinwesen entsprechend entschädigt werden. Der Markt ist insofern auch der Massstab für die Einschätzung des Wertes der Ressource Wasser für die Stromproduktion.

5. Fazit

Der Wasserzins als Entschädigung für die Nutzung der Ressource Wasser zur Stromproduktion hat in der Schweiz eine nunmehr hundertjährige Tradition. Und die Abgabe hat im Sinne der Entschädigung für die Beanspruchung eines öffentlichen Gutes durchaus ihre Berechtigung.

Die heutige Regelung zur Bemessung der Wasserzinse stammt aber noch aus der Zeit des Monopols, ist überholt und untauglich für die Zukunft. So wird heute insbesondere nicht berücksichtigt, dass die einheimische Wasserkraft seit der Teilliberalisierung im Jahre 2009 am internationalen Strommarkt bestehen muss. Das heisst, die Abgabe ist seither für viele – und nach der vollständigen Marktöffnung für alle – Wasserkraftbetreiber mittels Erträgen am Markt und in internationaler Konkurrenz zu erwirtschaft-

ten. Sie kann nicht mehr wie im Monopol einfach dem Endverbraucher überwältigt werden. In Kombination mit den innert weniger Jahre zusammengebrochenen Grosshandelspreisen führt dies zu massiven Verlusten bei den Wasserkraftwerksbesitzern.

Die Abgabe hat sich zudem im Laufe der letzten hundert Jahre, unbeschrieben von der Ertragslage der Wasserkraft und gesteuert durch einen politisch motivierten Ausgleich, stets nach oben entwickelt und sich dabei komplett von der Landesteuerung entkoppelt. In realen Werten beträgt der Wasserzins bereits rund das Dreifache des ursprünglichen Werts. Die heute von den Wasserkraftproduzenten jährlich an die Standortkantone und -gemeinden abzuliefernden rund CHF 550 Mio. sind selbstredend eine bedeutende Einnahmequelle für die begünstigten Gemeinwesen. Die Belastung von rund 1,6 Rp./kWh auf dem Strom aus Wasserkraft entspricht aber bereits rund einem Viertel der durchschnittlichen Gestehungskosten und der Hälfte des aktuellen Marktpreises. Damit ist die Abgabe ein sehr bedeutender und im aktuellen Umfeld nicht mehr tragbarer Kostenfaktor für die Wasserkraft geworden.

Die gesetzlich per Anfang 2020 vorgesehene Neuregelung ist zu nutzen, um dem komplett neuen Marktumfeld der Wasserkraft Rechnung zu tragen

und die Abgabe zukunftsfähig zu gestalten. Es braucht eine flexible, marktgerechte Entschädigung für die Nutzung der Ressource Wasser. Zwar sind die diesbezüglichen Verhandlungen zwischen den Betreibern der Wasserkraftwerke und den Wasserzinskantonen im Sommer 2016 ergebnislos beendet worden (SWV/VSE/SE, 2016). Aber die Schweiz wird nicht darum herumkommen, eine Regelung zu finden, welche das neue Umfeld berücksichtigt, damit die Wasserkraft als energiepolitischer Trumpf und Pfeiler der Versorgungssicherheit nicht gefährdet wird.

Danksagung

Die Autoren danken für die Durchsicht des Manuskriptes namentlich: Andreas Stettler, Vorsitzender der Kommission Hydrosuisse im Schweizerischen Wasserwirtschaftsverband, und Peter Quadri, swisselectric.

Literatur

Aeberhard, 2009: «Die Bedeutung der wohlverordneten Rechte für die Wasserkraftbetreiber», Artikel von Jörg Aeberhard in: «Wasser Energie Luft» 101. Jahrgang 2009, Heft 4, Baden.

AEV, 2016: «Wasserzinseinnahmen Kanton Graubünden», diverse Grafiken des Amtes für Energie und Verkehr des Kantons Graubünden (AEV), publiziert auf der Webseite: www.gr.ch/DE/institutionen/verwaltung/bvfd/aev/dokumentation/wasserkraft/statistiken/Seiten/default.aspx (abgerufen 11. August 2016).

Avenir Suisse, 2015: «Energiewirtschaftliche Ideen für das Geschäftsmodell Wasserkraft», Urs Meister, Avenir Suisse, Referat anlässlich der 104. SWV-Hauptversammlung vom 3. September 2015 in Wettingen.

IN KÜRZE

Zusammenfassung

Der Wasserzins ist das Entgelt, das die Schweizer Wasserkraftwerke für die Nutzung der Ressource Wasser zu entrichten haben. Die Abgabe wurde im Jahre 1916 im «Bundesgesetz über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte» auf nationaler Ebene verankert und auf Anfang des Jahres 1918 eingeführt. Seither wurde der Wasserzinssatz mittels Gesetzesanpassungen bereits sieben Mal erhöht und hat sich in realen Werten fast verdreifacht. Damit fliessen heute jährlich rund CHF 550 Mio. in die Kassen der Standortkantone und -gemeinden; risikolos und unabhängig von der Ertragslage der Wasserkraft.

Das 100-jährige Jubiläum der gesetzlichen Verankerung der Abgabe und die vorgesehene Neuregelung auf Anfang des Jahres 2020 sind Anlass für den vorliegenden Beitrag. Neben einem kurzen geschichtlichen Überblick über die Entstehung und Entwicklung des Wasserzinses in den vergangenen hundert Jahren wird auf die finanzielle Bedeutung der Abgabe für die Wasserkraftwerke und die Gemein-

wesen eingegangen, das komplett neue Marktumfeld mit den daraus resultierenden wirtschaftlichen Herausforderungen für die Wasserkraft beschrieben und schliesslich der Reformbedarf abgeleitet.

Das Fazit der Analyse: Die starre Regelung für die Bemessung der Wasserzinse, die noch aus der Zeit des Monopols stammt, ist untauglich für die Zukunft. Will man die Konkurrenzfähigkeit der einheimischen Wasserkraft im europäischen Markt nicht weiter gefährden, braucht es eine flexiblere, marktpreisabhängige Bemessung. Die Abgabe soll dem ursprünglichen Gedanken der Entschädigung für die Beanspruchung eines öffentlichen Gutes Rechnung tragen, gleichzeitig aber für die Wasserkraftbetreiber finanzierbar bleiben. In einem liberalisierten Umfeld ist der am Markt erzielbare Ertrag der Massstab für den Wert der Ressource Wasser. Die anstehende Neuregelung ist zu nutzen, um den Wasserzins in diesem Sinne zukunftsfähig zu gestalten.

BFE, 2016: «Energiepolitik in Zeiten des Umbruchs», Walter Steinmann, Bundesamt für Energie (BFE), Referat anlässlich der Powertage vom 1. Juni 2016 in Zürich.

BFE, 2014a: «Rentabilität der bestehenden Wasserkraft - Bericht zuhanden der UREK-N», Bundesamt für Energie (BFE), Bern.

BFE, 2014b «Wasserkraftwerke am Hochrhein: Flexibilisierung der Betriebsweise», Medienmitteilung Bundesamt für Energie (BFE) vom 9. Dezember 2014, Bern.

BFS, 2016: «Landesindex der Konsumentenpreise (LIK)», Teuerungsrechner des Bundesamtes für Statistik (BFS) auf www.bfs.admin.ch.

BSG, 2010: «Finanzielle Belastung der Schweizer Elektrizität durch Abgaben an die Gemeinwesen im Jahre 2009 (und Vergleich mit 2007)», Studie der BSG Unternehmensberatung, 24. November 2010, St. Gallen.

Bundesrat, 2016: «Bundesrat will mit voller Öffnung des Strommarktes zuwarten», Medienmitteilung des Bundesrates vom 4. Mai 2016, Bern.

Bundesrat, 1995: «Botschaft über die Teilrevision des Bundesgesetzes über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte» vom 16. August 1995, Bern.

Bundesrat, 1984: «Botschaft betreffend die Änderung des Bundesgesetzes über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte» vom 12. November 1984, Bern.

Bundesrat, 1975: «Botschaft an die Bundesversammlung betreffend die Änderung des Bundesgesetzes über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte» vom 19. November 1975, Bern.

Bundesrat, 1967: «Botschaft betreffend die Teilrevision des Bundesgesetzes über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte» vom 5. Juni 1967, Bern.

Bundesrat, 1951: «Botschaft betreffend Teilrevision des Bundesgesetzes über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte» vom 13. November 1951, Bern.

Bundesrat, 1912: «Botschaft zum Entwurf eines Bundesgesetzes über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte» vom 19. April 1912, Bern.

BWG, 2002: «Der Wasserzins - die wichtigste Abgabe auf der Wasserkraftnutzung in der Schweiz», Ruedi Sigg und Werner Röhlißberger, Bundesamt für Wasser und Geologie (BWG), Serie Wasser, Bericht Nr. 3, Biel.

BWW, 1995: «Wasserzinsmaximum», Fritz Kilchenmann, Bundesamt für Wasserwirtschaft (BWW), Mitteilung Nr. 6, Bern.

CEPE, 2004: «Bedeutung der Wasserzins in der Schweiz - und Möglichkeiten einer Flexibilisierung», Silvia Banfi et al., Centre for Energy Policy and Economics (CEPE), ETHZ, Zürich.

EVED, 1979: «Bericht über die Möglichkeiten zur Vereinfachung der Wasserzinshebung», Bericht einer Arbeitsgruppe des Eidg. Volkswirtschafts- und Energiewirtschaftsdepartements (EVED) vom 30. Juni 1979, Bern.

KWB, 2016: Geschäftsbericht 2015 der Kraftwerk Birsfelden AG, Birsfelden.

Piot, 2015: «Steigende Kosten, sinkende Preise - Wirtschaftlichkeit der Wasserkraftwerke», Artikel von Michel Piot in: VSE-Bulletin 2/2015, Aarau.

Piot/Beer, 2016: «Wege zu einem neuen Strommarktdesign», Artikel von Michel Piot und Michael Beer in: VSE-Bulletin 8/2016, Aarau.

RPF, 2015: «Erhöhung des deutschen Netznutzungsentgeltes bei Hochrheinkraftwerken», Mitteilung des Regierungspräsidiums Freiburg (RPF) vom 21. Mai 2015, Freiburg i.Br.

RR Kanton Bern, 2016: «Regierungsrat will die Grosswasserkraftwerke entlasten», Medienmitteilung des Regierungsrates (RR) des Kantons Bern vom 11. April 2016, Bern.

SWV, 2016a: «Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft», Faktenblatt, Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband (SWV), publiziert auf www.swv.ch, Baden.

SWV, 2016b: «Der Wasserzins - bedeutendste Abgabe auf der Wasserkraft», Faktenblatt, Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband (SWV), publiziert auf www.swv.ch, Baden.

SWV/VSE/SE, 2016: «Noch keine Lösung für die Neuregelung der Wasserzins», Medienmitteilung Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband (SWV), Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) und swisselectric (SE) vom 27. Juni 2016, Baden/Aarau/Bern.

St. Galler Tagblatt, 2016: «Sorgenfalten in der Idylle», Online-Beitrag von Dominic Wirth auf www.tagblatt.ch vom 8. April 2016, St. Gallen.

UREK-N, 2016: «Wasserzinsregelung nach 2019», Motion 14.3668 der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrats (UREK-N), eingereicht am 26. August 2014, Bern.

UREK-S, 2016: «Einigung bei der Wasserkraft», Medienmitteilung der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Ständerats (UREK-S) vom 19. April 2016, Bern.

UREK-S, 2009: «08.445 Parlamentarische Initiative Angemessene Wasserzins», Bericht der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Ständerats (UREK-S), 10. Februar 2009, Bern.

Wyer, 2006: «Die öffentlichen Abgaben der Wasserkraftnutzung im Alpenraum», Hans Wyer, Schulthess-Verlag, Zürich.

Autoren

Roger Pfammatter ist Geschäftsführer des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbandes (SWV).
→ SWV, 5401 Baden
→ roger.pfammatter@swv.ch

Michel Piot ist Public Affairs Manager bei Swisselectric.
→ Swisselectric, 3001 Bern
→ michel.piot@swisselectric.ch





Sichere Versorgung dank Schweizer Wasserkraft

Wasserkraft als Rückgrat unserer Stromversorgung:

Schweizer Wasserkraft trägt rund 60 % zur einheimischen Stromproduktion bei und spielt somit für die Umsetzbarkeit der Energiestrategie 2050 eine zentrale Rolle.

Wasserkraft als regionaler Wirtschaftsmotor:

Die Wertschöpfung erfolgt in der Schweiz. Sie wirkt der Abwanderung in Bergregionen entgegen und sichert lokal Arbeitsplätze.

Wasserkraft als Tourismusattraktion:

Stauseen und Wasserkraftwerke bieten Erholungsgebiete in einmaligen Gebirgs- und Flusslandschaften.

Wasserkraft als Energie der Schweiz:

Wasserkraft ist unser wichtigster einheimischer Rohstoff - er ist erneuerbar, klimaschonend, flexibel einsetzbar und auch zukünftig verfügbar.

Flexibilisierung der Wasserzinse - eine Chance für alle

Die aktuelle Regelung zur Erhebung der Wasserzinse ist seit Längerem nicht mehr systemkonform | Auf Grund der Marktöffnung und anhaltend tiefer Grosshandelspreise nimmt die Belastung durch die Wasserzinse zusammen mit den hohen Kapitalkosten für die Wasserkraftanlagen ein existenzgefährdendes Ausmass an. Das im vorliegenden Beitrag hergeleitete «flexibilisierte Modell» ist eine zukunftsfähige Lösung, von der die Schweiz, die Standortkantone und -gemeinden, die Wasserkraftproduzenten und die Schweizer Endverbraucher gleichermaßen profitieren. Es bietet die Chance, die Wasserzinse im Hinblick auf die gesetzlich vorgesehene Neuregelung ab 2020 zielführend zu reformieren.

Die aktuelle Regelung zur Erhebung der Wasserzinse ist seit Längerem nicht mehr systemkonform. Auf Grund der Marktöffnung und anhaltend tiefer Grosshandelspreise nimmt die Belastung durch die Wasserzinse zusammen mit den hohen Kapitalkosten für die Wasserkraftanlagen ein existenzgefährdendes Ausmass an. Das im vorliegenden Beitrag hergeleitete «flexibilisierte Modell» ist eine zukunftsfähige Lösung, von der die Schweiz, die Standortkantone und -gemeinden, die Wasserkraftproduzenten und die Schweizer Endverbraucher gleichermaßen profitieren. Es bietet die Chance, die Wasserzinse im Hinblick auf die gesetzlich vorgesehene Neuregelung ab 2020 zielführend zu reformieren.

TEXT MICHEL PIOT, ROGER PFAMMATTER

Vor hundert Jahren wurde der Wasserzins ins eidgenössische Wasserrechtsgesetz aufgenommen. Allgemein gilt der Wasserzins als «eine öffentliche Abgabe für das mit der Konzession eingeräumte Sondernutzungsrecht an einem öffentlichen Gewässer, nämlich für das Recht, ein Wasserkraftpotenzial zur Erzeugung von elektrischer Energie zu verwerten» [1]. Während sich methodisch an der Bestimmung des Wasserzinses seither nichts geändert hat, wurde der im Gesetz festgelegte maximale Wasserzinssatz mehrfach nach oben angepasst (Bild 1).

Seit dem letzten Erhöhungsschritt auf 110 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung (CHF/kW_B) auf Anfang 2015 resultieren jährlich rund CHF 500 Mio. an Wasserzinse, die die Produzenten der Wasserkraft an die konzessionsverleihenden Gemeinwesen zu bezahlen haben. Bei einer Produktionserwartung von rund 36 Terawattstunden (TWh) pro Jahr und unter Berücksichtigung, dass Wasserkraftwerke unter 2 MW_B einen reduzierten Wasserzinssatz bezahlen, liegt die Belastung der grösseren Kraftwerke heute bei durchschnittlich 1,6 Rp./kWh.

Während die Wasserzinse für die Betreiber der Wasserkraftanlagen also einen gewichtigen Kostenfaktor dar-

stellen, sind sie für die Standortkantone und je nach kantonaler Gesetzgebung für die Standortgemeinden der Wasserkraftwerke eine bedeutende Einnahmequelle. Über 80 Prozent der Einnahmen entfallen auf nur sechs Kantone beziehungsweise deren Gemeinden, wobei alleine das Wallis und Graubünden rund die Hälfte der Einnahmen für sich beanspruchen können.

Entwicklung des maximalen Wasserzinssatzes

Bei der Einführung des Wasserzinses auf eidgenössischer Ebene per 1. Januar 1918 betrug der maximale Wasserzinssatz 6 Franken pro Pferdekraft (CHF/PS) oder umgerechnet 8.16 CHF/kW_B. Das Gesetzgebungsrecht wurde dem Bund übertragen, «damit er die Gewinnung und Verwertung der Wasserkräfte fördere» [2]. Damit wurde festgelegt,

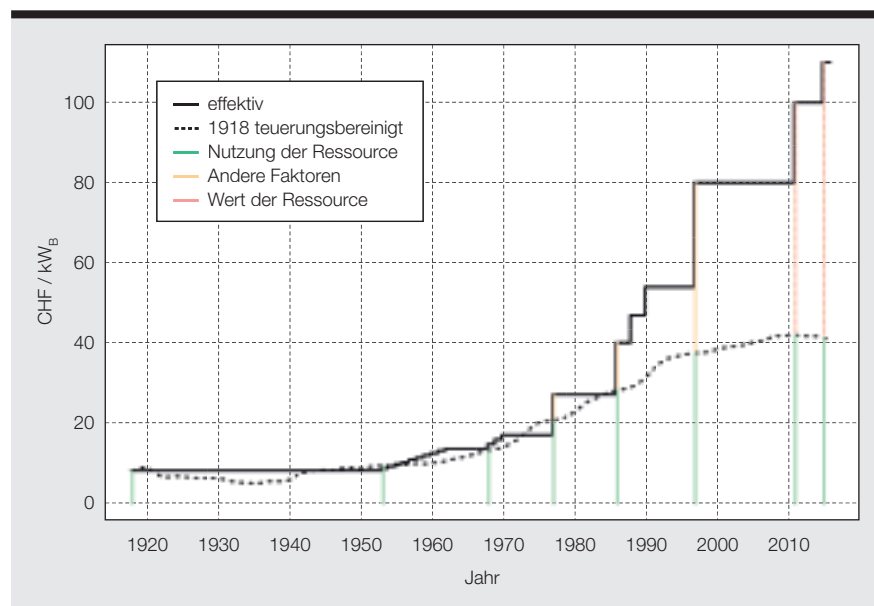


Bild 1 Entwicklung des maximalen Wasserzinssatzes - aufgeteilt in unterschiedliche Komponenten - im Vergleich zum teuerungsbereinigten Anfangswert.

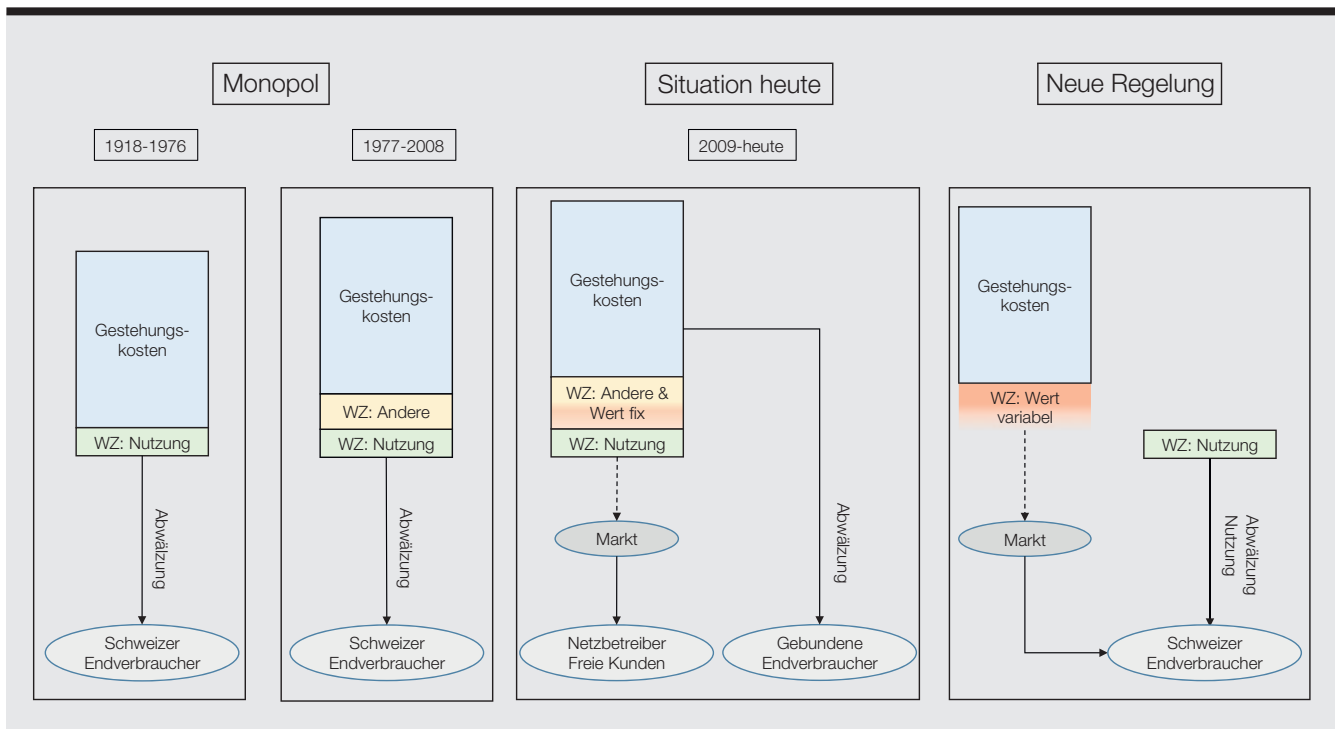


Bild 2 Abwälzungsmöglichkeiten der Wasserzins (WZ) in den unterschiedlichen Phasen. Über den Markt ist keine Abwälzung möglich.

dass sowohl auf die Gesamtinteressen des Landes zur Nutzung der einheimischen Wasserkraft als auch auf die Bedürfnisse der Wasserherkunftsgebiete Rücksicht zu nehmen ist.

Die beiden ersten Erhöhungen per 1. Januar 1953 und 1. Juli 1968 erfolgten mit dem Argument der Anpassung des Wasserzinssatzes an die allgemeine Teuerung. Erst in der Botschaft von 1975 zur dritten Erhöhung per 1. Januar 1977 nahm der Bundesrat eine breitere Interessenabwägung vor und sprach erstmals davon, dass die Wasserkraft zu einer Beeinträchtigung der natürlichen Schönheit der Gebirgsgegenden führe. Gleichzeitig wurde in dieser Botschaft wie auch in der Botschaft von 1984 zur vierten Erhöhung per 1. Januar 1986 der Solidaritätsgedanke zwischen Industriekantonen beziehungsweise Ballungszentren und wirtschaftlich benachteiligten Kantonen respektive den Berggebieten thematisiert: Da der Wasserzins «letztlich als Bestandteil des Energiepreises vom Energiekonsumenten bezahlt» und am meisten elektrische Energie in den Ballungszentren konsumiert werde, könne die Erhöhung als «Akt der Solidarität» [3] verstanden werden. Mit der Botschaft von 1995 zur fünften Erhöhung per 1. Mai 1997 wurde die Interessenabwägung als

Folge der Zunahme der zu berücksichtigenden Faktoren als zunehmend schwieriger eingestuft. Über eine im Jahr 2008 eingereichte parlamentarische Initiative erfolgten schliesslich die sechste Erhöhung per 1. Januar 2011 sowie die siebte und letzte Erhöhung per 1. Januar 2015, mit dem Argument, dass «die Strompreise und der Wert der Ressource Wasser insgesamt ansteigen» [4]. Eine detailliertere Aufarbeitung der historischen Entwicklung und Argumentation kann einem früheren Fachbeitrag der Autoren entnommen werden [5].

Der Wasserzins stellt in seiner ursprünglichen Form also eine Abgabe für die Nutzung der Ressource Wasser dar, die vom Energiekonsumenten bezahlt und in unregelmässigen Abständen der Teuerung angepasst wurde. Ab Mitte der 1970er-Jahre wurden zur Begründung einer Erhöhung zunehmend andere Faktoren eingebracht, bis zuletzt vor allem der Wert der Ressource in den Fokus der Argumentation trat (**Bild 2** «Monopol» und «Situation heute»). Mit dieser Verschiebung der Argumentation von der Nutzung zum Wert der Ressource hätte bereits früher eine umfassende politische Diskussion über eine Flexibilisierung stattfinden sollen, umso mehr als bereits ab Ende der

1990er-Jahre die Liberalisierung des Strommarktes in den Fokus der energiepolitischen Debatte rückte. Namentlich der Bundesrat signalisierte verschiedentlich seine Bereitschaft zu einer Systemänderung [6], die entsprechenden Debatten wurden aber auf den Zeitpunkt nach der Liberalisierung verschoben.

Reformbedarf

Inzwischen ist die Marktöffnung mindestens teilweise Realität geworden. Seit der Inkraftsetzung des Stromversorgungsgesetzes per 1. Januar 2009 sind Kunden mit einem Endverbrauch von über 100 MWh pro Jahr in der Wahl ihres Stromlieferanten frei. Von dieser freien Wahl machen im Jahr 2017 gemäss ElCom 63% der Berechtigten Gebrauch, was einer jährlichen Strommenge von rund 20 TWh entspricht. Daneben sind aber auch die Netzbetreiber im Einkauf ihres benötigten Stromes zur Belieferung ihrer gebundenen Endverbraucher frei. Das hat zur Folge, dass die Wasserkraftproduzenten ihre Abgaben nur noch dann abwälzen können, wenn sie selbst gebundene Endverbraucher haben (**Bild 2** «Situation heute»). Das entspricht einem fundamentalen Paradigmenwechsel, der in der bestehenden Gesetzgebung nicht berücksichtigt ist.

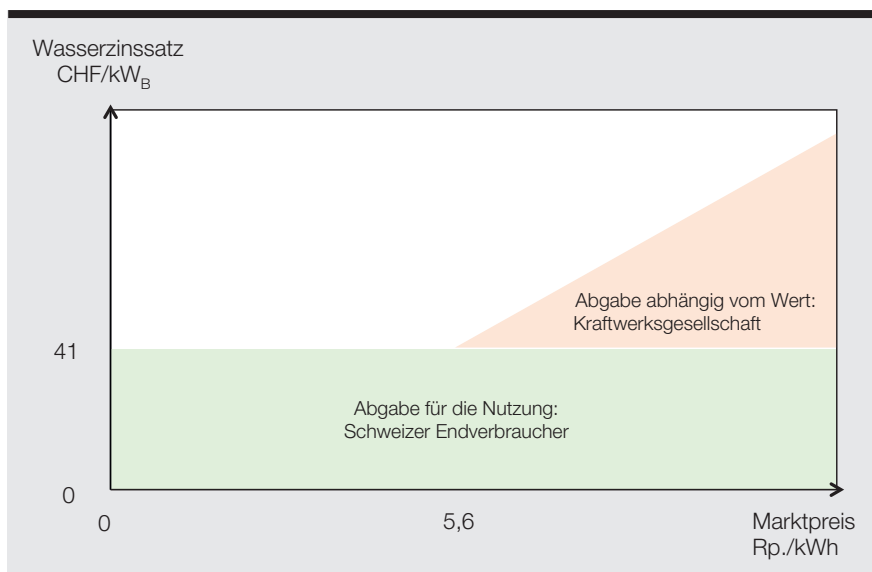


Bild 3 Modell zur Flexibilisierung der Wasserzinse.

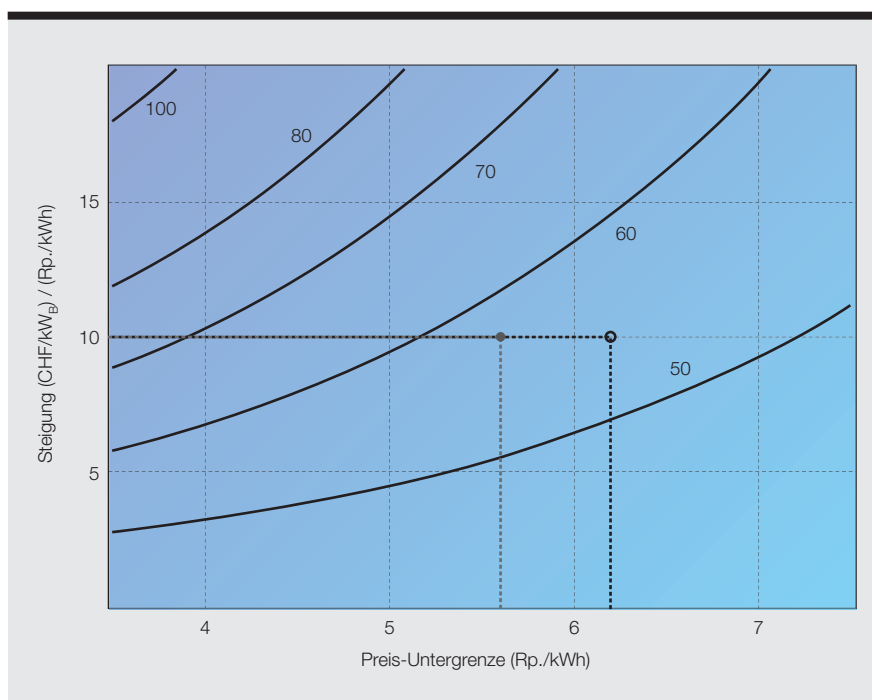


Bild 4 Wasserzinssatz-Isolinien beim «flexibilisierten Modell» als Durchschnitt über die Marktpreise der Jahre 2004-2015 in Abhängigkeit der Preis-Untergrenze und der Steigung bei einer fixen Abgabe von 41 CHF/kW_B.

Bei der Verleihung der Konzessionen für die Wasserkraftanlagen, die zum überwiegenden Teil bereits vor der dritten und mit neuen Argumenten begründeten Erhöhung des Wasserzinsmaximums von 1977 erfolgte, konnten diese Entwicklungen nicht antizipiert werden. Vor allem konnten und mussten die Produzenten nicht davon ausgehen, dass sich der Wasserzins einmal komplett von der teuerungsbereinigten Abgabe für die Nut-

zung der Ressource abkoppeln und später auch noch das Monopol und damit die Möglichkeit zur Abwälzung dieser Kosten wegfallen würden. Somit kann nicht argumentiert werden, dass die Kraftwerksgesellschaften mit der Unterzeichnung der Konzession automatisch sämtliche künftige Erhöhungen und Systemänderungen akzeptiert hätten. Die Kraftwerksbetreiber hatten sich einzig dazu bereit erklärt, den Verleihern der Kon-

zession eine Abgabe für die Nutzung der Ressource zu zahlen – die sie ihrerseits im Monopol den Endverbraucher abwälzen konnten.

Neuer Modellansatz

Aus obigen Gründen ist die gesetzlich festgeschriebene Neuregelung auf Anfang 2020 zu nutzen, um das Wasserzinsmodell umfassend zu reformieren. Der Anspruch der Standortkantone und -gemeinden auf ein Entgelt für die Zurverfügungstellung der Ressource ist ebenso zu berücksichtigen wie der Anspruch der Betreiber auf eine wirtschaftliche Ausnutzung der einheimischen Wasserkraft. Während auf der einen Seite die Gemeinwesen gerne konstante und planbare Einnahmen haben, können die Betreiber von Wasserkraftwerken nur dann Abgaben bezahlen, wenn sie mit dem Verkauf von Strom genügend Einnahmen erzielen.

Um diesen beiden Ansprüchen zu genügen, ist ein Modell zur Flexibilisierung der Wasserzinse mit einem fixen und einem variablen Teil nach der folgenden Logik angezeigt:

- eine fixe Abgabe für die Nutzung der Ressource und
- eine variable Abgabe abhängig vom Wert der Ressource.

Die **Nutzung** der Ressource Wasser zur Stromproduktion unterliegt einem nationalen Interesse, da damit auslandunabhängig, erneuerbar und vergleichsweise günstig ein substanzieller Beitrag an die sichere Stromversorgung der Schweiz geleistet wird. Somit handelt es sich um einen volkswirtschaftlichen und energiepolitisch gewollten Nutzen. Dieser ist in Form einer fixen Abgabe durch die Schweizer Endverbraucher abzugelten (**Bild 2** «Neue Regelung»).

Der **Wert** der Ressource Wasser zur Stromproduktion ergibt sich als Differenz zwischen den erzielbaren Erträgen und den Gestehungskosten und ist somit variabel. Ist die Differenz positiv, erzielt der Kraftwerksbetreiber einen Gewinn, ist sie negativ, schreibt er Verluste. Beim Wert der Ressource handelt es sich also um einen betriebswirtschaftlichen Nutzen. Die Verleiher der Konzessionen sollen bei positivem Geschäftsgang und abhängig vom Wert der Ressource in Form einer variablen Abgabe partizipieren können.

Das Modell zur Flexibilisierung der Wasserzinse mit einem fixen und einem variablen Teil vermag beide Ansprüche somit hinreichend zu erfüllen, wenn (Bild 3):

- die fixe Abgabe für die Nutzung der Ressource, die einem energiepolitischen und damit volkswirtschaftlichen Nutzen entspricht, von den Schweizer Endverbrauchern abgegolten wird;
- eine zusätzliche variable Abgabe, abhängig vom Wert der Ressource, der einem betriebswirtschaftlichen Nutzen entspricht, durch die Kraftwerksbetreiber bezahlt wird.

Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft

Die Marktpreise sind in den vergangenen Jahren stark gefallen und der Ausblick auf die erwarteten Preise an den Börsen für die nächsten Jahre lässt keine Besserung erwarten. So liegen die Terminpreise für Bandenergie in der Schweiz für die Jahre 2018 und 2019 aktuell um 34–36 EUR/MWh, was durchschnittlich 38 CHF/MWh beziehungsweise 3,8 Rp./kWh entspricht. Das sind gerade noch gut die Hälfte der Preise der Jahre 2009–2011 oder weniger als ein Drittel des Spitzenjahres 2008.

In einer breit angelegten Branchenuntersuchung wurden die Kosten und Erträge am Markt von Lauf- und Speicherkraftwerken für die Jahre 2011–2015 erhoben [7]. Die untersuchte Stichprobe deckt rund drei Viertel der Produktion aus Speicherkraftwerken und rund einen Viertel der Produktion aus Laufwasserkraftwerken ab. Trotz guter hydrologischer Bedingungen in den Jahren 2012–2015 ist bei den Laufwasserkraftwerken ein Verlust von durchschnittlich 0,9 Rp./kWh und bei Speicherkraftwerken von 0,5 Rp./kWh angefallen, wobei die Verlustwerte für das Jahr 2015 sogar bei 1,7 Rp./kWh beziehungsweise 1,6 Rp./kWh liegen. Während die Kosten im Verlaufe dieser Jahre dank Sparanstrengungen bei Betrieb und Instandhaltung sowie zurückgestellten Investitionen für Substanzerhalt und Modernisierung trotz Erhöhung der Wasserzinse leicht gesenkt werden konnten, gingen die Erträge massiv zurück.

Da die weiteren Sparmöglichkeiten beschränkt sind und sich die Marktsituation vorerst kaum verbessern wird,

bleibt die Wirtschaftlichkeit der bestehenden Wasserkraftwerke kritisch. Folglich bleibt die Schweizer Wasserkraft doppelt benachteiligt: einerseits im Vergleich zu anderen einheimischen Technologien, die keine vergleichbaren Abgaben kennen, und andererseits im Vergleich zu ausländischen Wasserkraftwerken, die substanziell tiefere oder gar keine Wasserzinse zu bezahlen haben.

Auswirkungen der Flexibilisierung an einem Beispiel

Um die Auswirkungen einer Flexibilisierung zu veranschaulichen, wird im Folgenden beispielhaft von einem Wasserkraftwerk mit einer installierten Leistung von 11 MW und einer mittleren Produktionserwartung von 44 GWh ausgegangen. Die Fallhöhe beträgt 330 m und die konzessionierte Wassermenge 2 m³/s. Damit ergibt sich für dieses Kraftwerk eine mittlere Bruttoleistung von 6475 kW_B. Der jährlich durch die Kraftwerksgesellschaft zu bezahlende Wasserzins errechnet sich als mittlere Bruttoleistung mal Wasserzinssatz – aktuell 110 CHF/kW_B – was rund CHF 0,7 Mio. oder umgerechnet 1,6 Rp./kWh entspricht.

Gestützt auf die oben erwähnte Untersuchung des Kraftwerksparks wird angenommen, dass die Gesteungskosten auf Stufe Kraftwerksgesellschaft 7,2 Rp./kWh mit Wasserzins beziehungsweise entsprechend 5,6 Rp./kWh ohne Wasserzins betrage. Die Abgabe für die eigentliche Nutzung der Ressource – die dem fixen Teil entspricht –, die 1918 bei 8.16 CHF/kW_B lag, beträgt heute teuerungsbereinigt 41 CHF/kW_B (Bild 3).

Es werden folgende zwei Modelle miteinander verglichen (siehe Tabelle 1):

- «Heutiges Modell»: fixer Wasserzinssatz von 110 CHF/kW_B oder umgerechnet 1,6 Rp./kWh;

- «Flexibilisiertes Modell»: a) durch den Schweizer Endverbraucher finanzierter fixer Teil von 41 CHF/kW_B als Abgabe für die Nutzung der Ressource und b) durch die Kraftwerksgesellschaft finanzierter variabler Teil, abhängig vom Wert der Ressource und beginnend bei 5,6 Rp./kWh. Die zu definierende Steigung gibt an, um wie viel CHF/kW_B der Wasserzinssatz bei einem Anstieg des Marktpreises um 1 Rp./kWh steigt.

Könnte beim «flexibilisierten Modell» der fixe Teil nicht abgewälzt werden, müsste die Kraftwerksgesellschaft die Abgabe zur Nutzung der Ressource von 41 CHF/kW_B oder umgerechnet 0,6 Rp./kWh ebenfalls bezahlen. Die variable Abgabe für den Wert der Ressource würde folglich erst bei 6,2 Rp./kWh starten. Das zeigt, dass der Verleiher der Konzession bei gleichbleibender Steigung im «flexibilisierten Modell» eine höhere Vergütung bekommt als im Modell ohne Abwälzung (Bild 4 schwarze Linien). Mit Hilfe dieser Abbildung kann auch die Sensitivität der variablen Abgabe bei Änderungen der Steigung abgeschätzt werden: Die Änderung der Steigung um eins bei gleichbleibender Preis-Untergrenze von 5,6 Rp./kWh führt zu einer Änderung der variablen Abgabe um 1.6 CHF/kW_B beziehungsweise 0,02 Rp./kWh.

Bei diesem Beispielkraftwerk hätte der Wasserzinssatz im Jahr 2008 nach dem «flexibilisierten Modell» 103 CHF/kW_B oder 1,5 Rp./kWh betragen. Damit würde das Modell den Willen des Gesetzgebers bei der letzten Anpassung, wonach bei hohen Marktpreisen die Summe aus Nutzung und Wert der Ressource über 100 CHF/kW_B betrage, gut wiedergeben.

Fazit

Mit dem in diesem Beitrag vorgeschlagenen «flexibilisierten Modell»

Bezeichnung	Parameter	Fixer Teil	Variabler Teil	Total
	i) Preis-Untergrenze Rp./kWh ii) Steigung (CHF/kW _B)/(Rp./kWh)	i) CHF/kW _B ii) Rp./kWh	i) CHF/kW _B ii) Rp./kWh	i) CHF/kW _B ii) Rp./kWh
«Heutiges Modell»		i) 110 ii) 1,6	-	i) 110 ii) 1,6
«Flexibilisiertes Modell» (Bild 4 graue Linien)	i) 5,6 ii) 10	i) 41 ii) 0,6	i) 16 ii) 0,2	i) 57 ii) 0,8

Tabelle 1 Auswirkungen auf die Höhe der Wasserzinse bei beiden Modellansätzen. Der variable Teil wurde basierend auf den Jahren 2004–2015 simuliert. Beitrag der Produzenten (grau), der Schweizer Endverbraucher (blau).

werden sämtliche Ziele an ein faires Modell erreicht: i) die Standortkantonen und -gemeinden können weiterhin auf eine fixe Einnahmequelle für die Zurverfügungstellung der energiepolitisch gewollten Nutzung der Ressource zählen und erhalten marktabhängig eine zusätzliche Abgeltung; ii) die Belastung für die Schweizer Endverbraucher durch die Abwälzung der fixen Abgabe fällt nicht höher aus als in Monopolzeiten, also zu jenen Zeiten, als die Wasserzinsse gesetzlich verankert wurden und Teil des gegenseitigen Verständnisses bei der Konzessionsvergabe waren; iii) die Kraftwerksbetreiber werden substanziell entlastet, indem sie sachlogisch richtig nur den variablen Teil

abhängig vom Wert der Ressource zur Stromproduktion finanzieren; und iv) die Schweiz verschafft dem bereits heute geltenden gesetzlichen Grundsatz Nachdruck, wonach die Abgaben die wirtschaftliche Ausnutzung der Wasserkräfte nicht gefährden dürfen und leistet damit einen Beitrag zu Erhalt und Modernisierung der wichtigsten einheimischen Stromproduktionstechnologie. Somit ist das hier vorgeschlagene «flexibilisierte Modell» in der Tat eine Chance für alle, die es bei der Neugestaltung zu nutzen gilt.

Referenzen

- [1] BWG (2002): Der Wasserzins - die wichtigste Abgabe auf der Wasserkraftnutzung in der Schweiz.

- [2] Bundesrat (1912): Botschaft zum Entwurf eines Bundesgesetzes über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte. Bundesblatt 1912 II.
- [3] Bundesrat (1984): Botschaft betreffend die Änderung des Bundesgesetzes über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte (WRG). Bundesblatt 1984 III.
- [4] UREK-S (2009): Parlamentarische Initiative Angemessene Wasserzinsse - Bericht der Kommission der UREK-S.
- [5] Pfammatter R., M. Piot (2016): Der Wasserzins - Reformbedarf im neuen Marktumfeld. «Wasser Energie Luft» 3/2016.
- [6] Bundesrat (1995): Botschaft über die Teilrevision des Bundesgesetzes über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte. Bundesblatt 1995 IV.
- [7] Piot M. (2017): Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft in der Schweiz. «WasserWirtschaft» 1/2017.

Autoren

Michel Piot ist Public Affairs Manager bei Swisselectric.
→ Swisselectric, 3001 Bern
→ michel.piot@swisselectric.ch

Roger Pfammatter ist Geschäftsführer des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbandes (SWV).
→ SWV, 5401 Baden
→ roger.pfammatter@swv.ch



Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft in der Schweiz

Die Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft in der Schweiz hat sich stark verschlechtert | Der Verlust hat sich 2015 trotz guter hydrologischer Bedingungen weiter ausgeweitet. Eine Besserung ist nicht in Sicht. Kostensenkungen bei den Betreibern alleine reichen nicht aus. Es müssen auch die hohen fixen Abgaben dem Marktumfeld und das Marktdesign angepasst werden, damit die einheimische Wasserkraft als Fundament der Energiestrategie 2050 auch langfristig ihren Beitrag an die sichere und umweltfreundliche Versorgung leisten kann.

TEXT MICHEL PIOT

1. Ausgangslage

Die Strompreise an den europäischen Märkten sind in den letzten Jahren massiv gefallen. Der Wertzerfall des Euros gegenüber dem Schweizer Franken hat zu einer zusätzlichen Verschlechterung der Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Wasserkraftproduzenten geführt. Es ist aber nicht nur der Strompreiszerfall, der der Wasserkraft Probleme macht, nein es sind auch die im Vergleich zu anderen Technologien hohen Abgaben, die die Produzenten von Wasserkraftwerken zu bezahlen haben, allen voran die Wasserzinse in der Schweiz.

Ging die Schweizer Regierung unmittelbar nach den Ereignissen in Fukushima bei der Präsentation der Energiestrategie 2050 noch davon aus, dass die Wasserkraft ausgebaut wird, hat sich die Einschätzung unterdessen fundamental geändert. Es stehen Kraftwerksbeteiligungen zum Verkauf, mit Investitionen in den Substanzerhalt der bestehenden Kraftwerke wird möglichst zugewartet und zahlreiche Ausbauprojekte sind sistiert.

In diesem Umfeld stellt sich die Frage, wie es mit der bestehenden Schweizer Wasserkraft weitergehen soll. Ab 2020 soll ein neues Wasserzinsregime in Kraft treten. Beim Wasserzins handelt es sich um eine Entschädigung für die Nutzung der Ressource Wasser zur Stromproduktion. Die Zahlungen erfolgen heute unabhängig vom Wert des produzierten Stromes. Die Strombranche setzt sich dafür ein, dass künftig die Ertragsmöglichkeiten eines Produzenten am Markt berücksichtigt wer-

den, das heisst es wird eine Flexibilisierung der Abgaben angestrebt. Zahlreiche Fragen sind in diesem Zusammenhang noch offen.

Im Jahr 2014 hatte swisselectric eine Untersuchung über die Wirtschaftlichkeit der bestehenden Wasserkraftwerke durchgeführt. Auf Grund der weiter gesunkenen Preise an den Strommärkten und den anlaufenden Diskussionen zur Regelung der Wasserzinse ab 2020 haben grosse Wasserkraftproduzenten der Schweiz beschlossen, eine Aktualisierung durchzuführen. Nachfolgend werden die Datengrundlagen zu den Kosten und Erträgen sowie die Methodik dargestellt, um dann Ergebnisse zur aktuellen Wirtschaftlichkeit präsentieren zu können.

2. Datengrundlagen

2.1 Wasserkraftwerke in der Schweiz

Gemäss Wasserkraftstatistik des Bundesamtes für Energie (BFE) sind per 1. Januar 2016 insgesamt 632 Zentralen mit einer Leistung über 300 kW in Betrieb. Die Produktionserwartung dieser Zentralen liegt bei 34,7 TWh/a, wobei in dieser Zahl bei Grenzkraftwerken nur der Schweizer Teil berücksichtigt wird. Die beiden grössten Wasserkraftwerke sind die Grande Dixence SA im Unterwallis sowie die Kraftwerke Oberhasli AG im Berner Oberland mit jährlichen Produktionserwartungen über je 2 TWh/a.

Zahlreiche grosse Wasserkraftwerke sind als Partnerwerke organisiert. Das

heisst die Kraftwerke sind im Besitz mehrerer Aktionäre – im Falle der Kraftwerke Oberhasli AG die BKW mit 50 % sowie die Städte Bern, Basel und Zürich mit je einem Sechstel – die sich verpflichten, im Verhältnis zu ihrem Aktienanteil die Jahreskosten des Kraftwerkes zu übernehmen. Im Gegenzug erhalten sie anteilmässig die produzierte Energie. Damit war (und ist) es möglich, die beim Bau und mit dem Betrieb solcher Werke verbundenen Risiken unter mehreren Partnern aufzuteilen. Da die Partnerwerke ihre Jahreskosten vollständig den Aktionären überwälzen und die produzierte Energie nicht selber vertreiben, tragen sie keine finanziellen Risiken. Folglich sind in den Jahreskosten die Kosten für die Energieverwertung durch den Handel und für Aufgaben, die zentrale Stellen der Partneraktionäre übernehmen, nicht enthalten.

Technisch zusammenhängende Zentralen werden zu einer Kraftwerksgruppe, oder kurz zu einem Kraftwerk,

Kompakt

- Die Schweizer Wasserkraft wirtschaftet mit Verlusten, eine Besserung ist nicht in Sicht.
- Der Wasserzins wäre bei marktgerechter Bewertung der Ressource Wasser im jetzigen Umfeld null.
- Das Marktdesign ist anzupassen, damit Wasserkraft auch langfristig zur Versorgungssicherheit beitragen kann.

Kategorie Stichprobe (Total)	Laufwasserkraftwerke	Speicherkraftwerke (inklusive Pumpspeicher- und Umwälzwerke)	Total
Anzahl Zentralen	59 (515) 11 %	77 (117) 66 %	136 (632) 21 %
Produktionserwartung [TWh/a]	4,6 (17,1) 27 %	13,3 (17,5) 76 %	17,9 (34,6) 52 %
Leistung ab Generator [GW]	1,1 (3,9) 28 %	7,3 (9,2) 79 %	8,4 (13,1) 64 %

Tabelle 1 Summarische Übersicht über die Stichprobe, aufgeteilt nach Laufwasser- und Speicherkraftwerken (Quelle: BFE-Wasserkraftstatistik (WASTA), eigene Berechnung).

zusammengefasst. So umfasst die Kraftwerke Oberhasli AG vierzehn Zentralen, wovon sich per 1. Januar 2016 drei im Bau befanden. Eine Kraftwerksgruppe kann aber auch ein regionaler Zusammenschluss verschiedener, nicht notwendigerweise technisch zusammenhängender Zentralen sein, wie beispielsweise die Kraftwerksgruppe Bergell des Elektrizitätswerkes der Stadt Zürich, oder eine juristische Einheit, wie die Aletsch AG, mit den beiden Zentralen Aletsch und Ackersand 2.

2.2 Datenerhebung

Ziel der nun vorliegenden Erhebung war es, die wirtschaftliche Situation der Schweizer Wasserkraft in den letzten fünf Jahren aufzuzeigen, das heisst nebst den Kosten auf Stufe Aktionär wurden auch die Erträge am Markt sowie Zusatzerträge durch das Anbieten von Systemdienstleistungen und weiteren Optimierungen erhoben, was eine kraftwerksspezifische Aussage zur Wirtschaftlichkeit zulässt. Die zur Verfügung stehende Stichprobe deckt insbesondere bei den Speicherkraftwerken, die in vielen Fällen als Partnerwerke betrieben werden, einen hohen Anteil der Schweizer Produktion ab (Tabelle 1). Auf eine Differenzierung zwischen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken wird verzichtet, da innerhalb der Kraftwerksgruppen der Anteil von Pumpenzentralen gering ist und somit der überwiegende Anteil als Speicher klassifiziert wird. Im Weiteren ist zu bemerken, dass eine Kraftwerksgruppe, wie beispielsweise die Kraftwerke Oberhasli AG sowohl Speicher- als auch Laufwasserzentralen aufweist, insgesamt überwiegt aber der Speicheranteil bei Weitem.

Bei den Laufwasserkraftwerken wird mit der Stichprobe lediglich ein Viertel der Gesamtproduktion abgedeckt.

Dies liegt erstens daran, dass etliche Kraftwerke am Rhein und an der Rhône nur einen einzelnen Aktionär haben und somit keine Partnerwerke sind. Zweitens wird bei zahlreichen dieser Kraftwerke die Geschäftsführung inklusive Buchführung durch das Kraftwerk selber übernommen, was den Zugriff auf die Daten erschwert. Und drittens ist bei Grenzkraftwerken die Auswertung aufgrund der unterschiedlichen Jahreskosten für Schweizer und deutsche Aktionäre, als Folge der unterschiedlichen Höhe von Wasserzinsen und Steuern, sehr aufwendig.

Insgesamt sind in der Stichprobe 18 Laufwasser- und 28 Speicherkraftwerksgruppen enthalten.

2.3 Methodisches

Einerseits werden verallgemeinerte Aussagen zur Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft angestrebt, andererseits zeigt sich, dass eine grosse Heterogenität zwischen den einzelnen Kraftwerksgruppen besteht und zwar nicht nur in der technischen Komplexität der Anlagen, die sich sowohl in den Jahreskosten als auch in den Erträgen manifestiert, sondern auch in Form von konzessionsbedingten Spezifika und kraftwerksspezifischen Einzelereignissen.

Beispiel: In den meisten Fällen sind die Kosten für die Pumpenergie in den Jahreskosten des Partnerwerkes enthalten. Bei einzelnen Kraftwerken fallen sie aber nicht direkt beim Partnerwerk an, sondern bei den Partneraktionären, da diese die Pumpenergie selber liefern, was somit systemisch bedingt beim Partnerwerk zu erheblich tieferen Jahreskosten führt als bei den Vergleichskraftwerken.

Beispiel Kraftwerke Hinterrhein AG: Im Geschäftsjahr 2012/13 wurde aufgrund der zweiten Sanierungsphase der Gesamterneuerung der Stausee La-

go di Lei entleert, so dass die Jahresproduktion knapp 40% unter dem langjährigen Mittelwert lag, die Jahreskosten allerdings im Wesentlichen gleich hoch waren wie im Jahr zuvor, so dass folglich die Gestehungskosten gegenüber dem Vorjahr um knapp 40% stiegen.

Die Hydrologie hat einen massgeblichen Einfluss auf die Gestehungskosten. Während in erster Näherung die Jahreskosten eines Kraftwerks als konstant angesehen werden können, kann die Jahresproduktion von Jahr zu Jahr erheblich schwanken. So lag die effektive Wasserkraftproduktion in den hydrologischen Jahren 2011/12-2014/15 jeweils knapp zehn Prozent über der Produktionserwartung, 2010/11 lag sie dagegen rund sechs Prozent darunter. Dieser Effekt führt dazu, dass die Gestehungskosten in den letzten vier Jahren tiefer als in Erwartung ausgefallen sind, was sich für die Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft als positiv herausstellt. Obschon die hydrologischen Verhältnisse auch innerhalb eines Jahres regional stark unterschiedlich ausfallen können, wurde diese Differenzierung nicht berücksichtigt.

3. Kosten der Wasserkraft

Die detaillierte Kostenstruktur von Partnerwerken wurde kürzlich in einer Studie vom Centre for Energy Policy and Economics im Auftrag des BFE analysiert [1]. Darin werden die Partnerwerke je nach Dominanz der verschiedenen Zentralen in Nieder- und Hochdruck-Laufwasserkraftwerke bzw. in Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke unterteilt. Analysiert wurden die Kosten auf Stufe Partnerwerk gemäss Jahresbericht («pagatorische Gestehungskosten»). Gemittelt über die Jahre 2000-2013 betragen diese im Durchschnitt 5,8 Rp./kWh (Bild 1). In Ergänzung zu dieser Studie und um die Kosten auf Stufe Aktionär auszuweisen, wird nachfolgend auf einige Kostenblöcke gesondert eingegangen.

3.1 Wasserzins

Der Wasserzins wurde vor 100 Jahren in der Schweiz eingeführt und ist eine Entschädigung für die Nutzung der Ressource Wasser zur Stromproduktion. Im Schweizer Wasserrechtsgesetz wird auf Bundesebene ein maximaler Wasserzinssatz in Franken pro Kilowatt Bruttoleistung (kW_B) festgesetzt.

Die Wasserzinsabgabe errechnet sich im Grundsatz als Produkt aus Wasserzinssatz und der mittleren Bruttoleistung des Kraftwerks, das heisst aus dem Produkt des nutzbaren Gefälles und der durchschnittlich nutzbaren Wassermenge. Diese entspricht dem effektiv zufließenden Wasserdargebot, das durch das Kraftwerk technisch gefasst und turbinieren werden kann. Da die Kantone innerhalb der gesetzlichen Vorgaben des Bundes in der Umsetzung frei sind, fallen die kantonalen Regelungen sehr unterschiedlich aus. Daneben kommen teilweise zusätzlich noch konzessionsspezifische Vereinbarungen zum Tragen.

Insgesamt wurde der maximale Wasserzinssatz bereits siebenmal erhöht, letztmals auf 1. Januar 2015 und beträgt mittlerweile 110 CHF/kWh_B [2]. Gemäss BFE [3] ergeben sich bei voller Ausschöpfung des Maximums durch die Kantone Wasserzinse in der Höhe von rund CHF 570 Mio. pro Jahr, was rund 1,6 Rp./kWh entspricht.

In der vorliegenden Stichprobe wurde jeweils für sämtliche Kraftwerksgruppen die jährliche Wasserzinsbelastung ausgewiesen. Dies erlaubt eine Aussage über den Anteil der Wasserzinse an den Jahreskosten. Bei der Angabe und damit für die obige Verifizierung der spezifischen Wasserzinsbelastung in Rp./kWh ist Vorsicht geboten:

- i) bei Speicherkraftwerken mit Pumpenzentralen fallen nur Wasserzinse für die Stromproduktion aus natürlichen Zuflüssen an, nicht aber für die Produktion aus gepumptem Wasser und
- ii) bei Grenzkraftwerken gelten unterschiedliche Wasserzinssätze für den Schweizer und den ausländischen Anteil.

Beispiel Kraftwerke Oberhasli AG: Gemäss Geschäftsbericht wurden im Jahr 2015 an die Partneraktionäre 2266 GWh/a abgegeben, davon stammten 1692 GWh/a aus Zuflüssen. Der Rest

stammt aus dem Pumpbetrieb und Speicherseereserven. Die Jahreskosten zulasten der Aktionäre beliefen sich auf CHF 124,4 Mio., davon fielen Wasserzinse in der Höhe von CHF 26,2 Mio. an. Die durchschnittliche Belastung auf der durch Zuflüsse basierenden Produktion liegt somit bei 1,55 Rp./kWh.

Beispiel Kraftwerke Birsfelden AG: Die Wasserzinsbelastung in der Schweiz ist höher als in Deutschland. Sie betrug im Jahr 2015 für den Schweizer Anteil von 60,15 % in den Kantonen Basel-Land und Basel-Stadt CHF 4 Mio., während die Wasserzinse für den deutschen Anteil für das Land Baden-Württemberg bei CHF 0,2 Mio. lagen; dies bei Jahreskosten von CHF 13,6 Mio.

Fakt ist, dass die in der Stichprobe enthaltenen Kraftwerke in den Jahren 2011-2015 jeweils Jahreskosten von CHF 1,1 Mrd. aufwiesen und dass die effektiv bezahlten Wasserzinse im Jahr 2015 mit CHF 0,3 Mrd. einen Rekordwert angenommen haben und damit über 25% der Kosten auf Stufe Kraftwerksgruppe ausmachten.

3.2 Overheadkosten

Die Jahreskosten auf Stufe Kraftwerksgruppe enthalten nicht alle Kosten, es fallen zusätzliche auf Stufe Aktionär an [4]. Insbesondere sind die Kosten für die Energieverwertung durch den Handel und für Aufgaben, die zentrale Stellen beim Aktionär übernehmen, darin nicht enthalten. Diese Kosten werden als Overhead- oder Gemeinkosten bezeichnet.

Den Erträgen aus dem Energieverkauf am Markt und den Systemdienstleistungen sind somit auf der Kosten- und Ertragsseite sämtliche Kosten bis zum Verkauf am Markt gegenüber zu stellen. Die Energieverwertung verlangt insbesondere eine Vermarktungsorganisation, den Zugriff auf internationale Handelsplätze, den Kontakt zu Handelskunden,

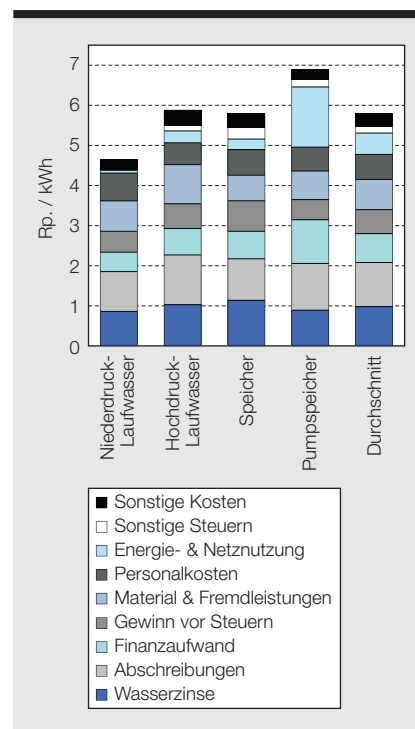


Bild 1 Durchschnittliche Gestehungskosten von Wasserkraftwerken auf Stufe Partnerwerke in der Schweiz (Quelle: [1]).

die Bereitstellung von Reserveenergie, die Umformung in handelbare Produkte und die technische Aufrüstung für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen.

Ein Vergleich der Overheadkosten zwischen den einzelnen Aktionären erweist sich deshalb als schwierig, weil sie nicht einheitlich definiert sind und folglich aus unterschiedlichen Kostenblöcken bestehen. Grundsätzlich ist die Vermarktung von flexibler Produktion aufwendiger als die Vermarktung von Bandenergie. Im Weiteren ist dieser Kostenblock über die Jahre im Wesentlichen konstant, so dass die spezifischen Angaben in Abhängigkeit der Jahresproduktion schwanken können. Die Abschätzungen zeigen aber, dass für die betrachtete Zeitperiode 2011-2015 für diesen Kostenblock durch-

Angaben (Rp./kWh)	Gestehungskosten Kraftwerk	Korrektur Dividende	Korrektur Andere Effekte	Gemeinkosten	Eigenkapitalkosten Aktionär	Gestehungskosten Aktionär	Erträge	Optimierte Erträge	Gewinn
Laufwasser	4,9 4,8 5,2	-0,2 -0,2	0,0 -0,1	0,8 0,8	0,6 0,6	6,1 5,9 6,4	5,1 4,1	5,2 4,2	-0,9 -1,7
Speicher	5,6 5,1 5,9	-0,3 -0,2	0,3 0,2	0,8 0,7	0,9 1,0	7,3 6,7 7,7	6,1 4,7	6,8 5,2	-0,5 -1,6

Tabelle 2 Durchschnittliche Gestehungskosten, Erträge und Gewinne aufgeteilt nach Laufwasser- und Speicherkraftwerken für die Jahre 2011-2015 (schwarz), 2015 (rot) und 2011-2015 produktionserwartungsbereinigt (blau) in Rp./kWh.

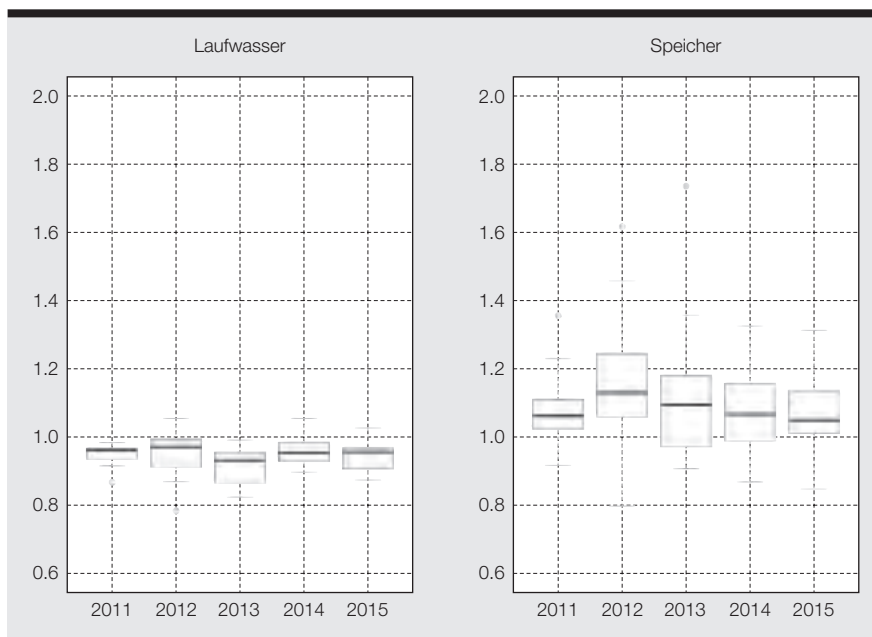


Bild 2 Marktwerfaktoren für Laufwasser- und Speicherkraftwerke gemessen am Schweizer Spotmarkt.

schnittlich 0,8 Rp./kWh anfallen. Angesichts der momentanen Ertragslage erscheint dieser Wert relativ hoch. Da aber gerade für die Energieverwertung hohe fixe Kosten anfallen, sind die Overheadkosten kurzfristig wenig beeinflussbar.

3.3 Eigenkapitalkosten

In den Jahreskosten des Partnerwerkes wird oft eine Dividende ausgewiesen, die allerdings nicht mit der wirtschaftlichen Ertragskraft des Kraftwerkes in Zusammenhang steht, sondern faktisch eine steuerlich motivierte Grösse ist.

Beispiel Kraftwerke Linth-Limmern AG: Die Dividende wird aufgrund der durchschnittlichen Rendite der 10-jährigen Schweizer-Bundesobligationen während des Geschäftsjahrs plus 150 Basispunkte, gerundet auf das nächste halbe Prozent, berechnet.

Ein Aktionär muss gewisse Erwartungen an die Eigenkapitalrendite seines finanziellen Engagements haben, die vom Risiko seines Geschäftes abhängen. Das BFE hat in einer Studie einen Eigenkapitalkostensatz von 7,97% angenommen [5]. In der Stichprobe wurde also für die Bestimmung der Kosten auf Stufe Partneraktionär die sogenannte Pflichtdividende aus den Jahreskosten herausgerechnet und dafür auf dem Eigenkapital des Partnerwerkes ein Kapitalkostensatz von

7,97% dazugerechnet. Bei Kraftwerken, die keine eigenständige juristische Einheit sind, wurde der Buchwert des Kraftwerkes verwendet.

Im Weiteren wurden in der Datenerhebung auch noch andere Korrekturgrössen berücksichtigt [4]. Da diese allesamt verhältnismässig gering ausgefallen sind, werden sie in **Tabelle 2** unter «Korrektur Andere Effekte» subsummiert.

4. Erträge der Wasserkraft

Um eine Vergleichbarkeit der Erträge sicherzustellen, wird unterstellt, dass die effektive Produktion der Kraftwerke am Spotmarkt Schweiz verkauft wurde. Daneben können vor allem Speicherkraftwerke noch Zusatzerträge durch Anbieten von Systemdienstleistungen erzielen. Da diese Erträge in der Regel nicht direkt einem Kraftwerk zugeordnet werden können, da sie aus einem Pool von Kraftwerken angeboten werden, wurden die Gesamterträge auf Stufe Aktionär auf die einzelnen Kraftwerke aufgeteilt, die Systemdienstleistungen anbieten können.

5. Resultate

Um verallgemeinerte Resultate zur Wirtschaftlichkeit der Schweizer Wasserkraft zu erhalten, sind die kraftwerksspezifischen Angaben der Stichprobe zusammenzufassen. Dazu bietet sich einerseits die Mittelwertbildung

an, andererseits, um der grossen Heterogenität der Kraftwerksgruppen gerecht zu werden, die Medianbildung. Während erstere geeignet ist, die Wirtschaftlichkeit der bestehenden Stichprobe zu beurteilen, ist der Median geeigneter, um generalisierte Aussagen über die Schweizer Wasserkraft zu machen. Die Mittelwertbildung führt nämlich dazu, dass atypische Eigenschaften bei grossen Kraftwerksgruppen einen starken Einfluss haben.

5.1 Marktwerfaktoren

Die jährlichen Marktwerfaktoren für Laufwasserkraftwerke, gemessen am Schweizer Spotmarkt, sind in der betrachteten Zeitperiode 2011-2015 in etwa konstant geblieben (**Bild 2**). Die Mediane liegen im Bereich von 0,93-0,97. Bei den Speicherkraftwerken liegen sie im Bereich von 1,07-1,16. Über die letzten vier Jahre kann jedoch eine sinkende Tendenz beobachtet werden. Auch wenn diese Differenz statistisch nicht nachweisbar ist, kann sie sachlogisch erklärt werden: In den Jahren 2012-2015 hat sich der Spread zwischen Peak- und Base-Preisen kontinuierlich von knapp 14 CHF/MWh auf unter 8 CHF/MWh reduziert, das heisst die Peak-Preise sind insgesamt stärker gefallen als die Offpeak-Preise, was zu einer relativen Verschlechterung der Speicherkraftwerke gegenüber den

Profitability of Swiss hydropower

The profitability of Swiss hydropower has deteriorated continuously during the last five years. The loss increased further in 2015 and added up to 1.5 ct/kWh on average despite of good hydrological conditions. For the next years a recovery is not to be expected. Cost reductions of the producers are not sufficient to make hydropower profitable again. Additionally, high fixed levies have not been adapted to the new market conditions yet. And finally the Swiss market design has to be changed since the Swiss hydropower represents the backbone of the Energy Strategy 2050. To contribute to the environmentally friendly long-term security of supply of Switzerland, the hydropower plants need a regulatory framework which allows their profitable operation.

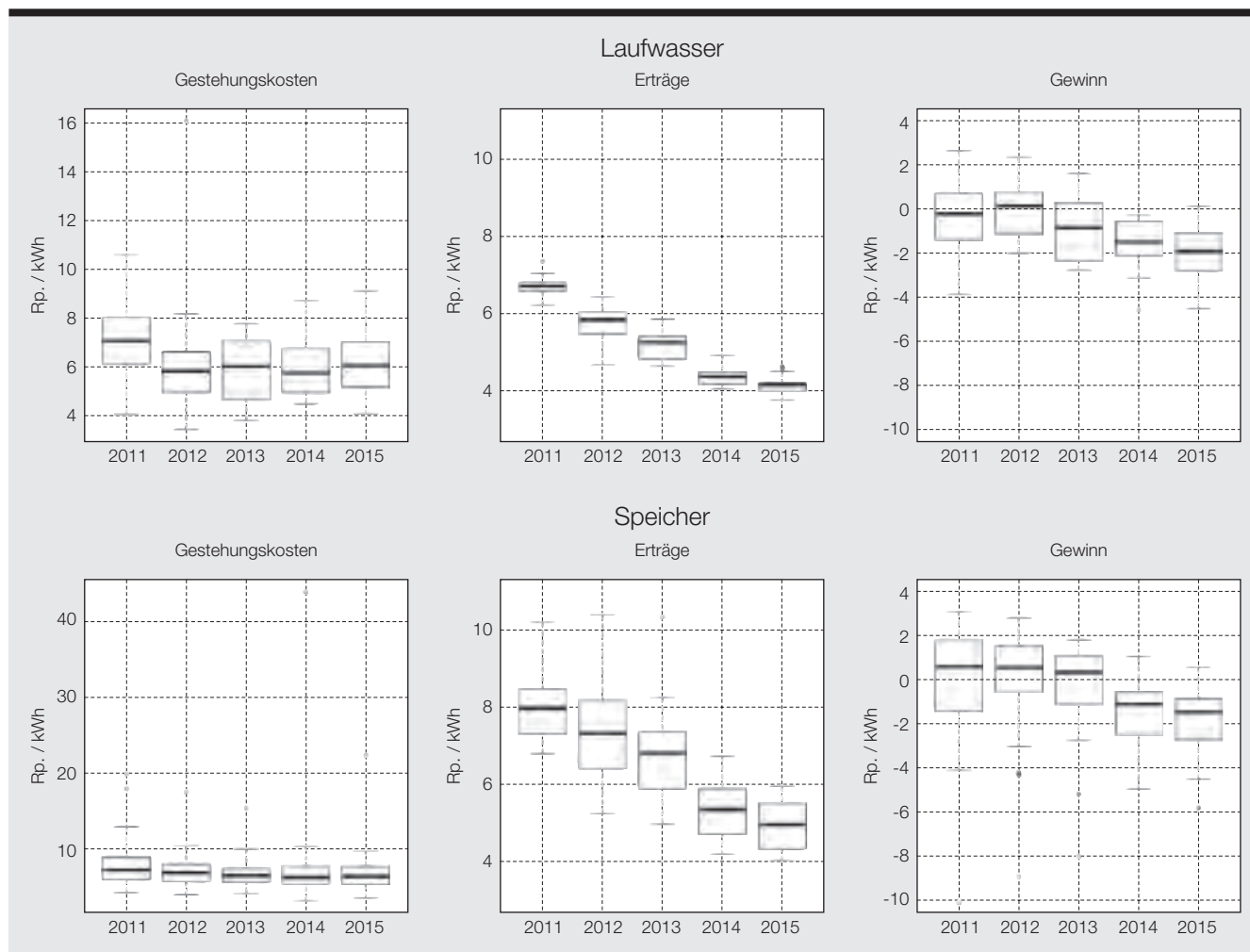


Bild 3 Gestehungskosten auf Stufe Aktionär, Erträge und resultierender Gewinn.

Laufwasserkraftwerken geführt hat. Gesamthaft betrachtet, kann also zum jetzigen Zeitpunkt davon ausgegangen werden, dass der Marktwertfaktor der Schweizer Wasserkraft ziemlich genau bei eins liegt.

5.2 Gewinn und Verlust

Bild 3 zeigt die Gestehungskosten auf Stufe Aktionär, die optimierten Erträge und die daraus resultierenden Gewinne bzw. Verluste. (Der Übersichtlichkeit halber wurde bei der Gewinngraphik der Speicherkraftwerke die Achse unten abgeschnitten, so dass Kraftwerke mit Verlusten über 10 Rp./kWh nicht aufgeführt sind.) Aus dieser Darstellung wird ersichtlich, dass sich die Situation für die Schweizer Wasserkraft gegenüber den Jahren 2011-2013 in den Jahren 2014 und 2015 nochmals drastisch verschlechtert hat. Bei der Laufwasserkraft sind die erzielten Erträge von 6,7 Rp./kWh im Jahr 2011 um knapp 40 Prozent auf 4,1 Rp./kWh

im Jahr 2015 gesunken, was im Median zu einem Verlust von 0,2 Rp./kWh im Jahr 2011 und 1,9 Rp./kWh im Jahr 2015 geführt hat. Bei den Speicherkraftwerken sind die Erträge von 8,0 Rp./kWh auf 5,0 Rp./kWh gefallen, was im Median im Jahr 2011 noch zu einem Gewinn von 0,6 Rp./kWh geführt hat, im Jahr 2015 resultierte ein Verlust von 1,4 Rp./kWh.

Tabelle 2 zeigt die mengengewichteten Durchschnitts der einzelnen Kostenblöcke mit den relevanten farbig hinterlegten Ergebnissen in drei Varianten. In schwarz sind die Angaben für die Jahre 2011-2015 dargestellt. Da sich die Märkte innerhalb dieser fünf Jahre stark verschlechtert haben, werden in rot die Werte für das Jahr 2015 ausgewiesen. Auf Grund der erwarteten weiteren Entwicklung gemäss Futures-Notierungen an der European Energy Exchange (EEX) muss davon ausgegangen werden, dass die Erträge nochmals sinken werden. In blau werden für

die gesamte Periode 2011-2015 die «produktionserwartungsbereinigten» Gestehungskosten auf Stufe Kraftwerk bzw. auf Stufe Aktionär ausgewiesen, das heisst es wurde abgeschätzt, welche Gestehungskosten unter Normproduktion entstanden wären.

6. Ausblick und Folgerungen

Der Ausblick der Strommärkte für die folgenden Jahre lässt keine Besserung der Erträge erwarten. Die Preiserwartungen liegen für die nächsten Jahre sogar noch tiefer als sie im Jahr 2015 waren, so dass sich die Situation für die nicht-subsidierten Produzenten weiter verschlechtern wird. Dies äussert sich in hohen Wertberichtigungen bei den Aktionären. Wie die Analyse gezeigt hat, konnten die Stromproduzenten in den vergangenen vier Jahren von guten hydrologischen Bedingungen profitieren. Dadurch wird die Situation in der vorliegenden Betrachtung zu optimistisch dargestellt.

Um die Lage der Schweizer Wasserkraft, die als Fundament der Schweizer Stromversorgung und somit als wichtigster Pfeiler für die Umsetzung der Energiestrategie 2050 gilt, zu verbessern, ist sowohl auf der Kosten- als auch auf der Ertragsseite anzusetzen. Bei den Kraftwerken selber werden laufend grosse Sparanstrengungen umgesetzt. So werden bei der Kraftwerke Oberhasli AG rund 50 Stellen abgebaut. Und die Investitionen in den Substanzerhalt, die gemäss BFE bei CHF 1 Mrd. pro Jahr liegen, werden auf das Nötigste zurückgefahren, denn diese Investitionen können auf absehbare Zeit nicht gedeckt werden. Die Aktionäre überarbeiten ihre Strukturen und passen sie den neuen Realitäten an. Den Sparmöglichkeiten sind jedoch enge Grenzen gesetzt, da ein grosser Teil der Kosten der Wasserkraftproduktion kaum beeinflussbar ist. So wurde in dieser Analyse gezeigt, dass die Stromproduzenten mit den Wasserzinse einen hohen fixen Kostenblock zu finanzieren haben, den sie seit der Marktöffnung nicht mehr den

Endkunden überwälzen können, notabene in einer Zeit, in der der Wert der Ressource Wasser zur Stromproduktion gering ist. Auch hier ist der Hebel anzusetzen. Würde man den Kraftwerken eine marktgerechte Bewertung der Ressource Wasser verrechnen, das heisst im jetzigen Umfeld wäre sie null, dann würde sich der Verlust stark verringern und in die Nähe der Nullzone führen sowie gleichzeitig auch die Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Wasserkraft im nationalen und internationalen Vergleich stärken.

Auf der Ertragsseite ist zu klären, welche Bedeutung der Wasserkraft, insbesondere der flexiblen Produktion, und damit einer sicheren sowie umweltverträglichen Versorgung in der Schweiz künftig beigemessen wird. Die Schweizer Stromproduzenten profitieren im Unterschied zu zahlreichen Ländern in Europa nicht von Kapazitätsmechanismen. Die daraus resultierenden Strompreisreduktionen auf den europäischen Märkten wirken sich für die Schweiz zusätzlich negativ aus. Mit einem geeigneten Marktdesign sollte

der Wert der sicheren Versorgung denjenigen Produktionstechnologien angerechnet werden, die für die jederzeitige und ausreichende Befriedigung der Nachfrage einen Beitrag leisten können, um damit den wirtschaftlichen Betrieb dieser Technologien, der letztlich Voraussetzung für den Erhalt der langfristig sicheren Versorgung ist, zu sichern.

Autor

Michel Piot ist Public Affairs Manager bei Swisselectric.
→ Swisselectric, 3001 Bern
→ michel.piot@swisselectric.ch

Literatur

- [1] Centre for Energy Policy and Economic: Kostenstruktur und Kosteneffizienz der Schweizer Wasserkraft. Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern, 2014.
- [2] Pfammatter, R., Piot, M.: Der Wasserzins - Reformbedarf im neuen Marktumfeld. In: Wasser Energie Luft 108 (2016), Heft 3, S. 173-180.
- [3] Bundesamt für Energie: Bestehende Wasserkraft: Unterstützungsvarianten und ihre Wirkung. Bericht der UREK-S, Bern, 2015.
- [4] Piot, M.: Steigende Kosten, sinkende Preise - Wirtschaftlichkeit der bestehenden Wasserkraftwerke. In: VSE Bulletin 106 (2015), Heft 2, S. 9-12.
- [5] Bundesamt für Energie: Perspektiven der Grosswasserkraft in der Schweiz - Wirtschaftlichkeit von Projekten für grosse Laufwasser- und Speicherkraftwerke und mögliche Instrumente zur Förderung der Grosswasserkraft. Bern, 2013.





ST.GALLISCH-APPENZELISCHE
KRAFTWERKE AG



VADIANSTRASSE 50
P.F. 2041, CH-9001 ST.GALLEN
TELEFON +41 (0)71 229 51 51
WWW.SAK.CH, INFO@SAK.CH

CHE-114.776.923 MWST
IBAN: CH98 0900 0000 9000 0832 3
BIC: POFICHBEXXX

A-Post

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und
Kommunikation (UVEK)
Frau Bundespräsidentin Leuthard
Bundeshaus Nord
3003 Bern

St.Gallen, 4. September 2017
Adriano Tramèr - 071 229 52 03
adriano.tramer@sak.ch

Vernehmlassungsantwort zur Revision Wasserrechtsgesetz (Wasserzinsregelung)

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Gerne nehmen wir die Möglichkeit wahr und bringen uns in die Vernehmlassung „Revision Wasserrechtsgesetz“ (Wasserzinsregelung) ein. Unsere Stellungnahme sei wie folgt und wird hiermit fristgerecht vor dem 13. Oktober 2017 Ihnen zurück gemeldet.

Ausgangslage:

Die SAK AG ist die zweitgrösste Wasserkraftbetreiberin im Kanton St. Gallen. Wir haben sechs eigene Wasserkraftwerke im Leistungsbereich von knapp 1 MW bis über 10 MW und mit einer Jahresproduktion von rund 88 GWh. Zusätzlich sind wir an zwei weiteren Anlagen zu je 50% beteiligt, mit einer Jahresproduktion von total 26 GWh/a. Somit sind wir mit unseren grösseren Anlagen direkt von der heutigen und zukünftigen Wasserzinsregelung betroffen.

Als Mitglied des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbandes SWV haben wir uns bereits an dessen Vernehmlassungsprozess beteiligt und unterstützen somit dessen Anträge vollumfänglich.

Speziell hervorheben möchten wir aus Sicht der SAK AG die folgenden zwei Anträge des SWV:

Antrag 1: Einführung marktpreisabhängiger Wasserzinse ab 2020 gemäss konkretem Modellvorschlag SWV

Die vorliegende Revision des WRG ist so zu überarbeiten, dass sie ab dem 01.01.2020 die Einführung eines flexiblen, marktpreisabhängigen Wasserzinses vorsieht. Dabei setzt sich die Abgabe zusammen aus einem fixen, durch die Allgemeinheit zu finanzierenden Teil und einem variablen, marktpreis-abhängigen Teil, der durch die Kraftwerksbetreiber zu bezahlen ist. Die Höhe des fixen Teils ist in einem politischen Prozess zu definieren; die Höhe des Referenzmarktpreises, ab dem der variable, von den Wasserkraftproduzenten zu bezahlende Teil einsetzt, ist aufgrund der durchschnittlichen Gestehungskosten der Schweizer Wasserkraftproduktion bei 5.6 Rp./kWh anzusetzen, wobei der variable Teil bei einem Anstieg des Referenzmarktpreises um 1 Rp./kWh um jeweils 10 CHF/kWh ansteigen soll.



Begründung Antrag 1:

Unsere aktuellen Gestehungskosten aller Wasserkraftwerke liegen im Bereich von 5 bis 15 Rp./kWh. Mit der letzten Revision des Wasserzinses im Jahr 2010 konnte damals niemand ahnen, in welche schwierige, aktuelle Situation die Wasserkraft – v.a. die Grosswasserkraft – geraten konnte. Mit dieser bisherigen Rechtslage sind die Kosten für die Wasserzinsen stetig gestiegen, der Marktpreis für Strom aber zeitgleich gesunken. Somit stehen heute diese Kosten in keiner Weise mehr in Balance mit der Ertragsmöglichkeit der Wasserkraft. Dies ist mit einer Ankoppelung des Zinsniveaus an den aktuellen Strompreis (Referenzpreis) zu korrigieren. Es kann nicht sein, dass das Gemeinwesen (Gemeinden, Kantone) rein aus politischen Überlegungen weiterhin auf dem heutigen Zinsniveau beharrt. Die Energiewirtschaft der Schweiz ist bereit, ihre durch sie verursachten Kosten an das Gemeinwesen zu zahlen, sie ist hingegen nicht bereit, strukturerhaltende Beiträge und grundlegende, allgemeine Steuer-Kompensationszahlungen zu tätigen. Zukünftige – aus finanziellen Gründen – stillgelegte Wasserkraftwerke können schlussendlich gar keinen Wasserzins mehr zahlen.

Eventualantrag 1.1: Übergangslösung mit Finanzierung fixer Teil durch Allgemeinheit oder stärkere Reduktion des Sockelbetrages

Kann noch nicht ab 2020 eine flexible, marktpreisabhängige Wasserzinsregelung eingeführt werden, beantragen wir die Finanzierung des fixen Wasserzinses durch die Allgemeinheit oder eine deutlich stärkere Reduktion des Wasserzinsmaximums in der Übergangsfrist. Parallel dazu ist eine zeitgemässe Flexibilisierung der Wasserzinse ab 2023 im WRG (Art. 49) verbindlich vorzusehen und vom Bundesrat rechtzeitig vor Ablauf der dreijährigen Übergangsfrist der Bundesversammlung zu unterbreiten.

Begründung Eventualantrag 1.1:

Im Sinne eines Kompromisses in der Übergangslösung von 2020 bis 2022 sähen wir auch ein Wasserzinsmaximum auf 80 Fr./kW_B festgelegt.

Antrag 2: Verzicht auf untaugliche Variante für defizitäre Kraftwerke

Die im erläuternden Bericht zur Diskussion gestellte Variante, das Wasserzinsmaximum befristet bis Ende 2022 nur für jene Kraftwerke zu reduzieren, die defizitär sind, wird von uns als wettbewerbsverzerrend und untauglich zurückgewiesen.

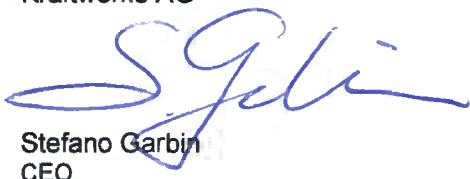
Begründung Antrag 2:

Die vom Bundesrat vorgeschlagene Variante ist aufgrund der damit einhergehenden Abgrenzungsschwierigkeiten und des massiven administrativen Aufwandes weder zielführend noch umsetzbar. Vor allem würde ein solches System aber zu weiteren Ungleichbehandlungen zwischen den Wasserkraftproduzenten führen und über diese Wettbewerbsverzerrungen ausgerechnet die günstigeren Kraftwerke bestrafen (Zweiklassengesellschaft). Die SAK AG kann eine solche verzerrende Regelung nicht mittragen und lehnt die Variante vollumfänglich ab.

Notleidende Wasserkraftwerke werden allenfalls bereits über das EnG entlastet, im Rahmen einer auf 5 Jahre befristete Unterstützung der bestehenden Grosswasserkraft (Marktpremie) in der Höhe von jährlich rund 120 Millionen Franken.

Wir danken um entsprechende Berücksichtigung unserer Voten.

Freundliche Grüsse
St.Gallisch-Appenzellische
Kraftwerke AG



Stefano Garbin
CEO



Adriano Tramèr
Bereichsleiter Produktion

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Wasserkraft
Postfach
3003 Bern

Jan Flückiger
Leiter Public Affairs

Swisspower AG
Bändliweg 20
Postfach
8048 Zürich

Telefon direkt +41 (0)44 253 82 12
Telefon +41 (0)44 253 82 11
jan.flueckiger@swisspower.ch
www.swisspower.ch

5. September 2017

Revision Wasserrechtsgesetz (WRG): Vernehmlassungsantwort zu kurzfristigen und mittelfristig geplanten Änderungen betreffend Wasserzinse

Sehr geehrte Damen und Herren

Für die Möglichkeit zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (WRG) Stellung nehmen zu können, bedanken wir uns. Swisspower äussert sich zur Vorlage wie folgt:

1. Grundsätzliches

Die Rechtfertigung des Wasserzinses als Abgeltung für die Ressource Wasser zur Stromproduktion ist für Swisspower unbestritten. Ebenso unbestritten ist, dass die Einnahmen aus dem Wasserzins für die Standortkantone und -gemeinden eine wesentliche Bedeutung haben. Es gilt deshalb im Grundsatz, einen **fairen Ausgleich** zwischen den legitimen Ansprüchen der betroffenen Kantone und Gemeinden und den wirtschaftlichen Interessen der Stromproduzenten zu finden.

Überdies gilt zu beachten, dass die langfristige Sicherstellung der Stromproduktion aus Wasserkraft nicht nur im Interesse der Stromproduzenten sowie der Standortkantone und -gemeinden ist, sondern auch im Interesse der Allgemeinheit, da die Wasserkraft einen **wesentlichen Beitrag zu einer ökologischen und sicheren Stromversorgung** der Schweiz im Sinne der Energiestrategie 2050 leistet.

2. Veränderte Rahmenbedingungen

Seit der Einführung im Jahre 1918 wurde das Wasserzinsmaximum von damals 8.16 CHF/kW_B in sieben Schritten auf heute 110 CHF/kW_B erhöht. Das entspricht teuerungsbereinigt einer Verdreifachung. Seit den 1980er-Jahren hat sich das Wasserzinsmaximum von der Landsteuerung entkoppelt. Aktuell beträgt der Wasserzins rund 1.6 Rp./kWh und ist zu einem **substanziellen Kostenfaktor** für die Wasserkraftproduktion geworden.

Denn die Entwicklung des Wasserzinsmaximums hat sich nicht nur von der Teuerung, sondern auch von den Grosshandelspreisen auf dem Strommarkt entkoppelt. Die Marktpreise an den Strombörsen Europas sind in den letzten Jahren massiv eingebrochen. Zwischen 2008 und 2016 sind die in Leipzig gehandelten Strompreise wechselkursbereinigt um rund zwei Drittel gesunken. Für die einheimische Wasserkraft sind die andauernd tiefen Preise mittlerweile eine **existenzielle Bedrohung**.

Seit der **teilweisen Marktöffnung** im Jahre 2009 werden die Gestehungskosten (und somit auch die Wasserzinsen) zudem nicht mehr solidarisch von allen Endkunden getragen. Im Kampf um die ungebundenen Endkunden müssen sich die Schweizer Wasserkraftproduzenten auf dem internationalen Strommarkt behaupten. Zusätzlich haben die Regulierungspraxis seit dem Sommer 2016 sowie hängige politische Geschäfte zu Unsicherheiten bei der Kostendeckung selbst im Bereich der Grundversorgung geführt.

Mit der Annahme des revidierten Energiegesetzes und dem voraussichtlichen Inkrafttreten ab 01.01.2018 will die Schweiz die Abhängigkeit von importierten fossilen Energien reduzieren und die einheimischen erneuerbaren Energien stärken. Dieses Ziel ist ohne die zentrale Rolle der Wasserkraft für die Stromproduktion und -speicherung nicht zu erreichen. Eine **erfolgreiche Umsetzung der Energiestrategie 2050** bedingt den Erhalt und die Modernisierung der einheimischen Wasserkraftwerke als unersetzlicher Bestandteil einer sicheren erneuerbaren Stromversorgung.

3. System muss flexibilisiert werden

Ein Wasserzins, der sich unabhängig von der Teuerung und den Strommarktpreisen stets nach oben entwickelt, ist deshalb nicht zu rechtfertigen. Es braucht eine **Flexibilisierung** des Systems, wie sie der Bundesrat richtigerweise für die Zeit nach 2022 vorschlägt.

Das künftige Modell muss zudem **unabhängig von der aktuellen Marktsituation** funktionieren. Swispower begrüsst deshalb die vom Bundesrat vorgeschlagene Lösung mit

- a) einem fixen Teil, als Abgeltung der Ressource Wasser;

- b) einem variablen Teil, in Abhängigkeit des Referenzmarktpreises und der durchschnittlichen Gestehungskosten der Schweizer Wasserkraft;

Das Modell würde somit aus drei Parametern bestehen:

- i. einem fixen **Sockelbetrag**, der unabhängig von der aktuellen Marktsituation erhoben wird; dieser müsste **deutlich tiefer** liegen als das heutige Wasserzinsmaximum.
- ii. einem **Schwellenwert**, ab dem der variable Teil einsetzt. Als Referenzgrösse sollen hier die durchschnittlichen **Gestehungskosten** für die Schweizer Wasserkraft gelten.
- iii. einer **Steigungsrate**, die ab einem Referenzmarktpreis über den Gestehungskosten die Gemeinden und Kantone **angemessen** am erzielten Gewinn beteiligt.

Wichtig erscheinen hier aus Sicht von Swisspower vor allem zwei Punkte. *Erstens* muss der Sockelbetrag deutlich unter dem heutigen Wasserzinsmaximum liegen, so dass die Wasserkraftproduzenten bei tiefen Marktpreisen eine **substanzielle Entlastung** erfahren.

Zweitens sollen als Referenzgrösse für den Schwellenwert die durchschnittlichen Gestehungskosten (inklusive einer angemessenen Eigenkapitalverzinsung und den Gewinnsteuern) herangezogen werden. Der **Begriff der Gestehungskosten ist weitgehend etabliert**, namentlich auch, was als angemessene Eigenkapitalrendite gilt. Swisspower warnt davor, neue Begrifflichkeiten und Definitionen, wie etwa die im Bericht erwähnten «notwendigen Kosten», einzuführen. Die Einführung einer neuen Grösse führt zu Verwirrung und Mehraufwand für deren Berechnung.

Mit der Höhe des Sockels und der Steigungsrate stehen bereits zwei Parameter zur Verfügung, die politisch gesteuert werden können und die zum **gewünschten Resultat einer fairen Lasten- und Nutzenverteilung** zwischen Stromproduzenten und Standortgemeinden und -kantonen führen.

Drittens wäre ergänzend zu prüfen, ob analog zum Sockelbetrag auch ein **Maximalbetrag** für den Wasserzins zu definieren wäre. So könnten in Zeiten, in denen die Marktpreise deutlich über den Gestehungskosten liegen, Rückstellungen gemacht werden für Zeiten in denen die Marktpreise deutlich unter den Gestehungskosten liegen.

4. Übergangslösung als erster Schritt

Die Übergangslösung – mit einer Senkung des Wasserzinsmaximums – geht **in die richtige Richtung**. Allerdings wird das grundsätzliche Problem der Entkoppelung von Wasserzinsen und Teuerung respektive Marktpreisen damit nicht gelöst. Eine Lösung, wie Sie der Bundesrat für die Zeit nach 2022 vorsieht, ist deshalb aus Sicht von Swispower zwingend und sollte in Grundzügen in bereits in der nun anstehenden Vorlage erläutert werden.

Die **Variante**, die der Bundesrat vorschlägt, nur Wasserkraftwerke zu entlasten, die «klar defizitär» sind, ist zu **verwerfen**. *Erstens* bestünden hier Abgrenzungs- und Definitionsprobleme und *zweitens* würden diejenigen Werke bestraft, die günstiger produzieren. Zudem führt eine solche Regelung zur Ungleichbehandlung von Kunden, vor allem im Rahmen der Grundversorgung.

Der Vorschlag des Bundesrates, dass für **Neuanlagen oder erhebliche Erweiterungen oder Erneuerungen** von bestehenden Anlagen Ermässigungen beim Wasserzins zum Tragen kommen sollen, ist grundsätzlich richtig. Diese Ermässigung darf jedoch **nicht davon abhängig gemacht werden, ob zugleich ein Investitionsbeitrag ausgerichtet wird**. Denn die Investitionsbeiträge sind gedeckelt. Sie werden nur gewährt, «sofern die Mittel reichen» (siehe Art. 24 Abs. 1 sowie Art. 35 und Art. 36 neues Energiegesetz des Bundes, das per 1.1.2018 in Kraft treten wird). Ausserdem sollten auch bestehende Anlagen während Erneuerungs- oder Erweiterungsarbeiten vom Wasserzins befreit sein, soweit durch diese Bauarbeiten die Produktion beeinträchtigt wird.

5. Schlussbemerkungen

Swispower hätte es begrüsst, wenn der Bundesrat bereits im Zuge der aktuellen Reform eine definitive Lösung im Sinne eines flexiblen Modells angestrebt hätte. Es ist zwar nachvollziehbar, dass der Bundesrat eine Lösung anstrebt, die mit dem künftigen Marktdesign im Einklang steht. Auf der anderen Seite ist die Reform der Wasserzinse **unabhängig vom künftigen Marktdesign zu lösen**, da es gilt, einen grundsätzlichen Systemfehler (fixe Abgaben bei stark volatilen Preisen) zu beheben.

Allenfalls wären auch Alternativen zu erwägen, was die Frage angeht, wer die Abgeltung für die Nutzung der Ressource Wasser zu tragen hat. So wäre es beispielsweise denkbar, dass im Sinne des Gemeinwohls und der Gesamtsystemstabilität **sämtliche Stromkunden** gleichermassen an diesen Kosten beteiligt werden und nicht nur die Bezüger von einheimischer Wasserkraft. Dies wäre beispielsweise möglich, in dem die Wasserzinse mittels eines Netzzuschlags erhoben würden.

Für Swisspower ist klar, dass die Reform der Wasserzinse nicht als «Stützungsmaßnahme für die schweizerische Wasserkraft» verstanden werden darf. Denn letztlich geht es darum, das System den **veränderten ökonomischen und politischen Rahmenbedingungen** anzupassen. Mit der allfällig vollständigen Marktöffnung des Stromsektors bei Zustandekommen eines Abkommens mit der EU wird sich die Situation vermutlich noch zusätzlich verschärfen.

Swisspower erwartet, dass die Arbeiten an einem künftigen Marktdesign im Rahmen der Revision des Stromversorgungsgesetzes (StromVG), unter Berücksichtigung eines neuen Wasserzinsregimes, möglichst unverzüglich an die Hand genommen werden. **Die Stadtwerke brauchen zeitlich absehbarere, stabile Rahmenbedingungen, welche Investitionssicherheit gewährleisten und Innovationen ermöglichen.**

Freundliche Grüsse



Ronny Kaufmann
CEO



Jan Flückiger
Leiter Public Affairs



Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und
Kommunikation (UVEK)
Frau Bundesrätin Doris Leuthard
Bundeshaus Nord
3003 Bern

revision-wrg@bfe.admin.ch

St.Gallen, 12. September 2017

Vernehmlassung zur Revision Wasserrechtsgesetz - Stellungnahme Kraftwerke Zervreila AG

Sehr geehrte Frau Bundesrätin
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit, zur Revision des Wasserrechtsgesetzes Stellung nehmen zu können. Gerne nehmen wir die Gelegenheit wahr und senden Ihnen in der anberaumten Frist unsere Stellungnahme.

Wenn wir die Strompreisentwicklung betrachten



Legende: Frontjahre: Immer Forward-Settlementpreis Base Deutschland am ersten Handelstag des Monats
Swissix: Monatsdurchschnitt der Spot-Preise CH (Day ahead) (erst ab 1.12.2006)

und wenn wir dazu auch noch einen Blick auf die Entwicklung des Wasserzinsansatzes werfen,

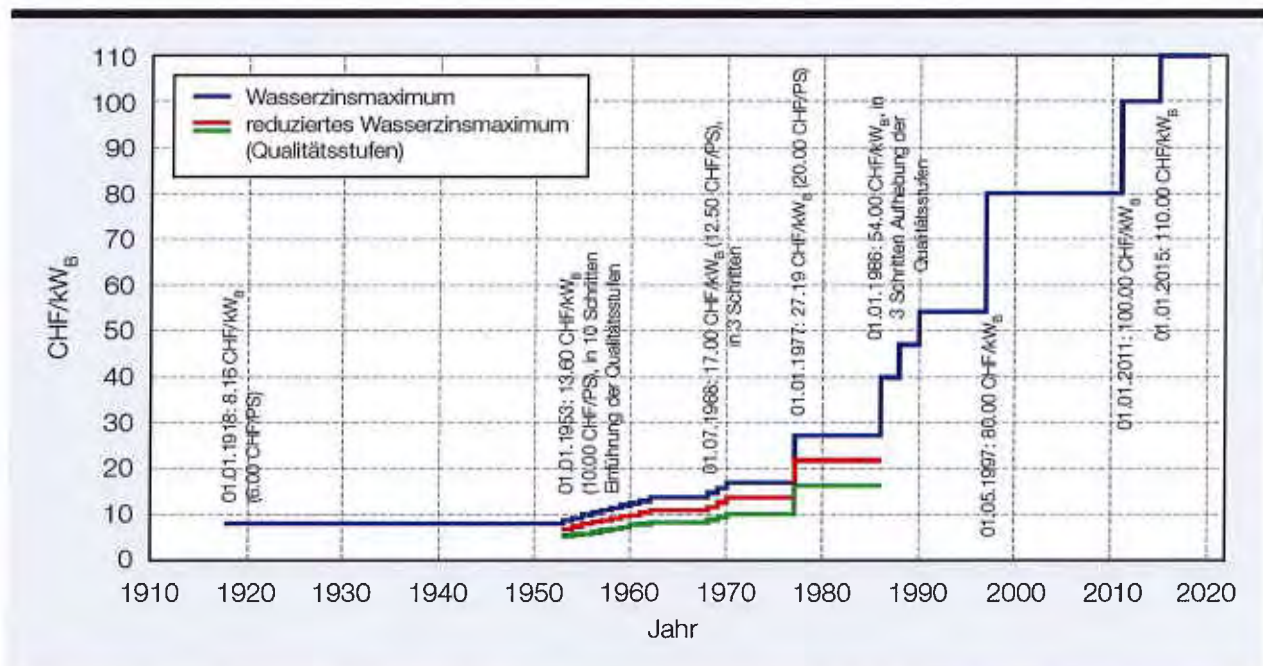


Bild 1 Entwicklung des maximalen Wasserzinssatzes nach eidgenössischem Wasserrechtsgesetz. Das Maximum hat sich seit der Einführung 1918 nominal mehr als verzehnfacht und alleine seit 1997 verdoppelt (Quelle: BFE, 2016).

wird sehr schnell völlig klar, dass der Wasserzins heute viel zu hoch ist. Derzeit muss der Wasserzins also vor allem eines - nach unten. Die von Ihnen vorgeschlagenen 80 CHF/kWh Bruttowasserkraft gehen in eine gute Richtung, sie greifen aber viel zu kurz.

Bei der Einführung des Wasserzinses gab es noch keinen Markt, sondern ein Monopol. Das bedeutete, dass die Stromproduzenten mehr oder weniger die Gewissheit hatten, dass die Kosten auf die Konsumenten abgewälzt werden konnten. Seit 2009 haben wir Markt. Das heisst, dass wenn der Wasserzins nach wie vor erhalten bleiben soll, was auch uns sinnvoll erscheint, kann er bei der aktuellen Höhe keine fixe Grösse mehr sein. Der Wasserzins muss flexibilisiert werden.

Dies sind unsere grundsätzlichen Bemerkungen. Für die Details schliessen wir uns der Vernehmlassung des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbandes vom 1. September 2017 an.

Wir danken Ihnen, sehr geehrte Frau Bundesrätin, sehr geehrte Damen und Herren, dass Sie bei der Weiterbehandlung dieses Geschäftes unseren Ausführungen und Anliegen Beachtung schenken.

Für Rückfragen oder Hinweise zu unserer Stellungnahme stehen wir gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse
Kraftwerke Zervreila AG

Clemens Hasler
Geschäftsleiter

Daniel Förster
Leiter Finanzen

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und
Kommunikation (UVEK)
Frau Bundesrätin Doris Leuthard
Bundeshaus Nord
3003 Bern

Kontakt
Clemens Hasler
071 228 40 70
clemens.hasler@snenergie.ch

revision-wrg@bfe.admin.ch

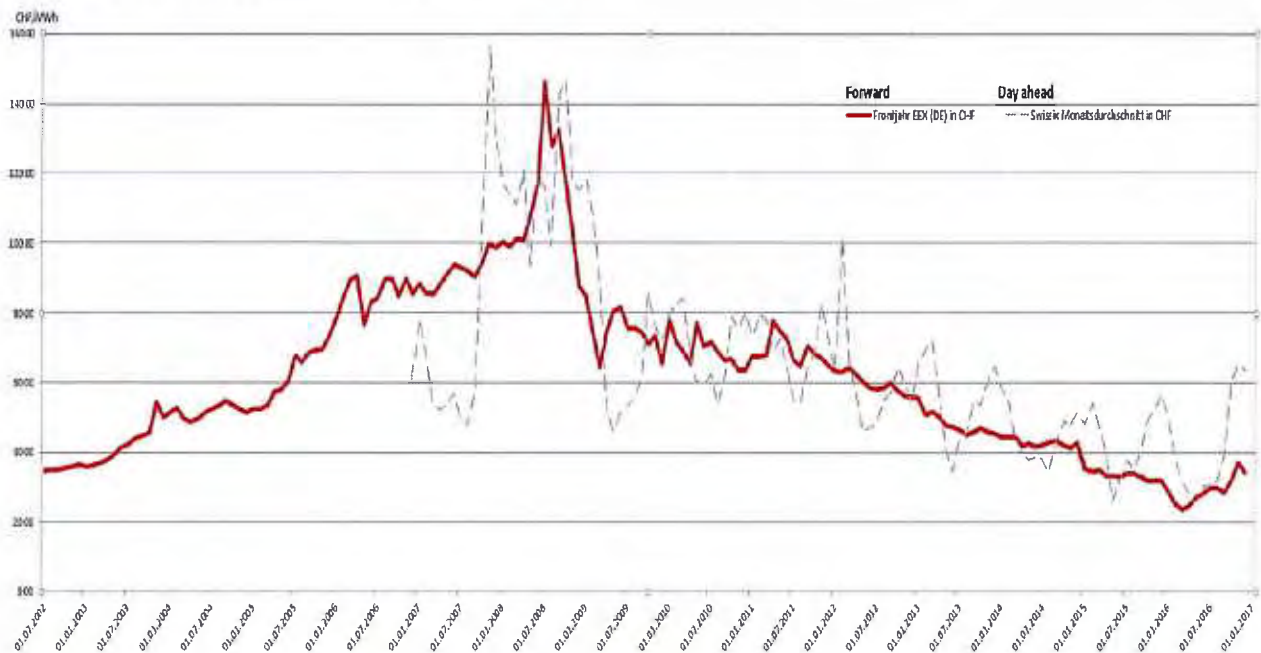
St.Gallen, 12. September 2017

Vernehmlassung zur Revision Wasserrechtsgesetz - Stellungnahme SN Energie AG

Sehr geehrte Frau Bundesrätin
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit, zur Revision des Wasserrechtsgesetzes Stellung nehmen zu können. Gerne nehmen wir die Gelegenheit wahr und senden Ihnen in der anberaumten Frist unsere Stellungnahme.

Wenn wir die Strompreisentwicklung betrachten



Legende: Frontjahren: Immer Forward-Settlementpreis Base Deutschland am ersten Handelstag des Monats
Swissix: Monatsdurchschnitt der Spot-Preise CH (Day ahead) (erst ab 1.12.2006)

und wenn wir dazu auch noch einen Blick auf die Entwicklung des Wasserzinsansatzes werfen,

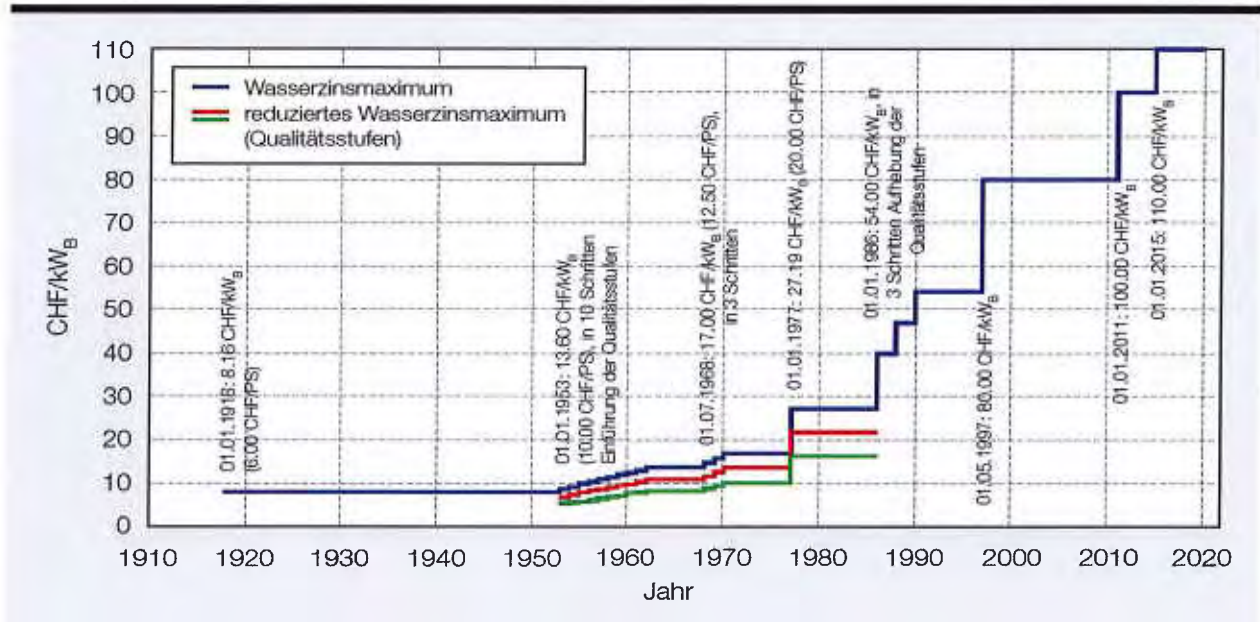


Bild 1 Entwicklung des maximalen Wasserzinsansatzes nach eidgenössischem Wasserrechtsgesetz. Das Maximum hat sich seit der Einführung 1918 nominal mehr als verzehnfacht und alleine seit 1997 verdoppelt (Quelle: BFE, 2016).

wird sehr schnell völlig klar, dass der Wasserzins heute viel zu hoch ist. Derzeit muss der Wasserzins also vor allem eines - nach unten. Die von Ihnen vorgeschlagenen 80 CHF/kW Bruttowasserkraft gehen in eine gute Richtung, sie greifen aber viel zu kurz.

Bei der Einführung des Wasserzinses gab es noch keinen Markt, sondern ein Monopol. Das bedeutete, dass die Stromproduzenten mehr oder weniger die Gewissheit hatten, dass die Kosten auf die Konsumenten abgewälzt werden konnten. Seit 2009 haben wir Markt. Das heisst, dass wenn der Wasserzins nach wie vor erhalten bleiben soll, was auch uns sinnvoll erscheint, kann er bei der aktuellen Höhe keine fixe Grösse mehr sein. Der Wasserzins muss flexibilisiert werden.

Dies sind unsere grundsätzlichen Bemerkungen. Für die Details schliessen wir uns der Vernehmlassung des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbandes vom 1. September 2017 an.

Wir danken Ihnen, sehr geehrte Frau Bundesrätin, sehr geehrte Damen und Herren, dass Sie bei der Weiterbehandlung dieses Geschäftes unseren Ausführungen und Anliegen Beachtung schenken.

Für Rückfragen oder Hinweise zu unserer Stellungnahme stehen wir gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse
SN Energie AG



Clemens Hasler
Geschäftsleiter



Daniel Forster
Leiter Finanzen

Bundesamt für Energie
3003 Bern

Bern, 14. September 2017

Revision WRG (Neuregelung Wasserzinse): Vernehmlassung

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Gelegenheit, im Rahmen des laufenden Vernehmlassungsverfahrens zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (WRG) und damit zur vorgeschlagenen Neuregelung der Wasserzinse Stellung nehmen zu können.

swisselectric ist die Organisation der grössten schweizerischen Stromunternehmen und setzt sich aus den Mitgliedern der Axpo Gruppe (Axpo Power AG, Axpo Trading AG, Centralschweizerische Kraftwerke AG) und Alpiq (Alpiq AG, Alpiq Suisse SA) zusammen. swisselectric engagiert sich insbesondere für eine sichere, umweltfreundliche und wettbewerbsorientierte Stromwirtschaft in der Schweiz.

Allgemeine Bemerkungen

Die heutige Wasserzinsregelung passt nicht zu einem teilweise oder ganz geöffneten Markt.

Die geltende Wasserzinsregelung mit einem fixen Wasserzinsmaximum wird den heutigen regulatorischen und ökonomischen Gegebenheiten nicht gerecht. Aufgrund der Marktöffnung definiert mittlerweile der Preis am europäischen Strommarkt den Wert der Ressource Wasser zur Stromproduktion in der Schweiz. In der langen Geschichte des Wasserzinses ist dies ein eigentlicher Paradigmenwechsel. Denn bis zur teilweisen Öffnung des Endkundenmarktes im Jahre 2009 trugen alle Schweizer Endverbraucher die Wasserzinse als Teil der Gestehungskosten der Wasserkraft solidarisch. Das ist seither nicht mehr möglich: Der Wasserzins bleibt an den im Markt stehenden Wasserkraftproduzenten hängen, die bei den aktuellen Marktpreisen Verluste schreiben. Die nur unvollständig umgesetzte Marktöffnung schafft dabei nicht nur eine Verzerrung zwischen Kraftwerksbetreibern bzw. -partnern, die die Abgabe auf Kunden in der Grundversorgung überwälzen können, und denjenigen, die sie selber tragen müssen. Sie verursacht auch eine Ungleichbehandlung der gebundenen Kunden, von denen nur ein Teil mit der Abgabe belastet wird. Dies ist umso störender, als die Energiestrategie des Bundes ein allgemeines Interesse an Nutzung und Ausbau der Wasserkraft postuliert.

Wettbewerbsnachteile für die Schweizer Wasserkraft

Das Wasserzinsmaximum wurde seit Einführung im Jahre 1918 von 8.16 CHF/kW_B in sieben Schritten auf heute 110 CHF/kW_B erhöht und hat sich damit teuerungsbereinigt knapp verdreifacht. Namentlich seit den 1980er-Jahren hat sich das Wasserzinsmaximum komplett von der Landesteuerung entkoppelt und wurde unter dem Eindruck steigender Strompreise allein in den letzten 20 Jahren verdoppelt. Aktuell beläuft sich der Wasserzins auf rund 1.6 Rp./kWh und macht somit fast die Hälfte der am Markt erzielbaren Erträge aus. Der Wasserzins ist so zu einem bedeutenden Kostenfaktor für die Wasserkraftproduktion geworden, der in Tiefpreisphasen am Markt nicht mehr erwirtschaftet werden kann. Hinzu kommt, dass die Schweizer Wasserkraft sowohl im nationalen Technologievergleich als auch im internationalen Vergleich mit anderen Wasserkraftproduzenten übermässig stark mit Abgaben belastet ist. Dies untergräbt die Wettbewerbsfähigkeit und die Substanz unserer wichtigsten einheimischen und erneuerbaren Stromproduktionsform. Der Wasserzins in seiner aktuellen Ausgestaltung steht damit nicht zuletzt im Widerspruch zum Zweckartikel des StromVG, der die Erhaltung und Stärkung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Elektrizitätswirtschaft stipuliert.

Flexibilisierung als Chance für alle Beteiligten

Vor diesem Hintergrund braucht es sofort eine faire und zukunftsfähige Neuregelung, die einerseits für die Standortkantone und -gemeinden tragbar ist und andererseits die wirtschaftliche Ausnutzung der Wasserkraft als energiepolitischer Trumpf der Schweiz nicht verunmöglicht. Um diesen beiden Ansprüchen zu genügen, ist eine Flexibilisierung der Wasserzinse mit einem fixen, von der Allgemeinheit finanzierten Teil und einem variablen Teil angezeigt. Die vorliegende Übergangslösung, die lediglich eine Verringerung der finanziellen Belastung der Wasserkraft vorsieht, negiert demgegenüber die veränderten Rahmenbedingungen im Strommarkt und ignoriert die Herausforderungen, mit denen sich die Produzenten bereits heute konfrontiert sehen.

Übergangslösung schreibt den Systemfehler fort

Der Bundesrat schlägt als Übergangslösung ab 2020 bis 2022 eine Senkung des Wasserzinsmaximums auf 80 CHF/kW_B vor, was dem Niveau in den Jahren 1997 bis 2010 entspricht. Dies widerspricht der oben dargelegten, seit 2009 geltenden neuen Ausgangslage für die Wasserkraft nach wie vor. Anders, als im erläuternden Bericht dargelegt, wird damit der Wasserzins gerade nicht an die grundlegend anderen Verhältnisse seit der Teilmarktöffnung angepasst! Wird an der fixen Abgeltung für die Ressourcennutzung festgehalten, so soll sie künftig nicht mehr den Produzenten angelastet werden. Mit Verweis auf das übergeordnete, allgemeine Interesse der Abgeltung der Ressource Wasser sind die Wasserzinsen (wieder) von der Allgemeinheit zu finanzieren. Die vorliegende Gesetzesänderung lässt einen entsprechenden Antrag vermissen.

Allein mit einer Reduktion des Wasserzinsmaximums und der weiterhin vorgesehenen Finanzierung durch die Produzenten wird der Systemfehler dagegen für weitere drei Jahre fortgeschrieben. Mit der oppositionslos überwiesenen Motion 14.3668 «Wasserzinsregelung nach 2019» fordert auch das Parlament, dass die konkrete Lage der Wasserkraft berücksichtigt wird. Diese ist zu einem grossen Teil – und bei einer vollständigen Marktöffnung gänzlich – vom Marktpreis abhängig, der naturgemäss grossen Schwankungen unterliegt. Das Festhalten an einer fixen Abgabe ist daher systemfremd. Eine dauerhafte und zukunftsfähige Regelung der Wasserzinse muss die Lage der Wasserkraft am Markt jederzeit abbilden. Diesem Anspruch wird nur die sofortige Einführung eines flexiblen Wasserzinsmodells gerecht. Dieses kann zudem unabhängig von einem künftigen Marktmodell umgesetzt werden. Wir

lehnen die vom Bundesrat in Aussicht gestellte gemeinsame Regelung des Wasserzinses mit einem künftigen Marktmodell und die Vermischung der beiden Anliegen deshalb als nicht sachgerecht und nicht zielführend ab. Eine fixe Abgabe in der vorgeschlagenen Höhe ist für die Wasserkraftproduzenten hingegen ein Kostenfaktor, der bei gegenwärtigen Marktpreisen nicht finanzierbar ist. Soll am geltenden Regime festgehalten werden, werden wir uns im weiteren Gesetzgebungsprozess für tragbare Lösungen einsetzen und unsere Anliegen entsprechend einbringen.

Variante ist wettbewerbsverzerrend und untauglich

Die im erläuternden Bericht zur Diskussion gestellte Variante, das Wasserzinsmaximum befristet bis Ende 2022 nur für jene Kraftwerke auf 80 CHF/kW_B zu reduzieren, die defizitär sind, lehnen wir klar ab. Eine derartige Regelung ist nicht umsetzbar – auch nicht, wenn die Marktprämie als Kriterium zugrunde gelegt würde. Vielmehr würde sie deren Vollzug sogar noch erschweren, wenn nicht gar verunmöglichen. Ein solches System ist auch nicht zielführend. Es führt nur zu weiteren Wettbewerbsverzerrungen zwischen den Wasserkraftproduzenten und bestraft ausgerechnet die günstigeren Kraftwerke. Eine faire und zukunftsgerichtete Neuregelung muss aber alle Kraftwerke und Produzenten umfassen.

Neues Wasserzinsmodell als dauerhafte Lösung

swisselectric schlägt in Zusammenarbeit mit verschiedenen Verbänden und weiteren grossen Wasserkraftproduzenten im Folgenden ein Modell vor, das effektiv, und vom Grundprinzip her einfach und einfach umsetzbar, transparent und verständlich ist. Dieses Modell funktioniert unabhängig von der konkreten Marktsituation und den zukünftigen Marktmodellen. Es ist einerseits für die Standortkantone und -gemeinden tragbar und ermöglicht andererseits weiterhin die wirtschaftliche Ausnutzung der Wasserkraft als energiepolitischer Trumpf der Schweiz.

Das Modell sieht – analog des vom Bundesrat skizzierten langfristigen Modellansatzes – einen fixen und einen variablen Teil vor:

- a) einen fixen Teil für die Nutzung der Ressource; die eigentliche Nutzung unterliegt einem nationalen Interesse, da damit auslandunabhängig, erneuerbar und vergleichsweise günstig ein substanzieller Beitrag an die sichere Stromversorgung der Schweiz geleistet wird. Somit handelt es sich beim fixen Teil um einen unabhängig vom Strompreis bestehenden volkswirtschaftlichen und energiepolitisch gewollten Nutzen, der von der Allgemeinheit abzugelten ist;
- b) ein variabler Teil in Abhängigkeit des Wertes der Ressource; können mit der Wasserkraft am Strommarkt Gewinne erzielt werden, resultiert ein zusätzlicher betriebswirtschaftlicher Nutzen. Dieser definiert sich über die Differenz zwischen den am Markt erzielbaren Erträgen und den Gesteungskosten der Wasserkraft. Es handelt sich also um einen variablen Teil, der in Abhängigkeit des Marktpreises von den Wasserkraftproduzenten zu bezahlen ist.

Dieses Modell ermöglicht eine faire Neuregelung: i) die Standortkantone/-gemeinden können weiterhin auf eine fixe Einnahmequelle zählen und erhalten marktabhängig eine zusätzliche Abgeltung; ii) die Belastung für die Allgemeinheit ist nicht höher als in Monopolzeiten; iii) die Wasserkraftproduktion wird sachlogisch richtig entlastet; und iv) die Schweiz leistet einen bedeutenden Beitrag für den Erhalt und die Modernisierung ihrer wichtigsten einheimischen Stromproduktion.

Parametrisierung des Modells

Mit einer Flexibilisierung der Wasserzinse können die Standortkantone und -gemeinden je nach Marktpreis am Gewinn der Kraftwerksbetreiber teilhaben. Voraussetzung dafür bildet die oben vorgeschlagene Wasserzinsregelung, die einen fixen und einen variablen Teil vorsieht. Die vom Bundesrat im erläuternden Bericht zur Diskussion gestellten Parameterfestsetzungen können nicht nachvollzogen werden.

Die Höhe des von der Allgemeinheit zu finanzierenden fixen Teils ist im politischen Prozess auszuhandeln. Als Anhaltspunkt könnte die Überlegung dienen, dass der Startwert für den Wasserzins im Jahr 1918 von 8.16 CHF/kW_B heute teuerungsbereinigt 41 CHF/kW_B entspräche.

Der variable Teil ist abhängig vom Wert der Ressource Wasser für die Stromproduktion und setzt definitionsgemäss dort ein, wo die erzielbaren Einnahmen die Gestehungskosten mindestens decken. Gestützt auf die durchschnittlichen Gestehungskosten der Schweizer Wasserkraftwerke liegt die relevante Preis-Untergrenze für den Start des variablen Teils bei 5.6 Rp./kWh (heutige Kosten abzüglich Wasserzins). Wie stark dieser variable Teil steigt, hängt entscheidend von der Höhe des fixen Teils ab, den die Allgemeinheit finanziert. Geht man von einem fixen Teil von 41 CHF/kW_B und der Preis-Untergrenze von 5.6 Rp./kWh aus, sollte der flexible Wasserzins bei einem Anstieg des Marktpreises von 1 CHF/MWh um 1 CHF/kW_B steigen (entspricht 10 CHF/kW_B bei einem Anstieg von 1 Rp./kWh). So könnte der Wille des Gesetzgebers von 2008, welcher Wasserzinse von 100 CHF/kW_B bei Marktpreisen von rund 120 CHF/MWh bestimmte, gut wiedergegeben werden.

swisselectric stellt die Berechtigung eines fixen Wasserzinses als Abgeltung für die Nutzung der Ressource Wasser zur Stromproduktion – wie sie vor hundert Jahren ins Gesetz aufgenommen wurde – nicht in Frage. Die Bedeutung der Einnahmequelle für Standortkantone und -gemeinden von Wasserkraftwerken ist unbestritten ebenso wie der Nutzen der Wasserkraftproduktion für unser Land und unsere Wirtschaft. Allerdings ist diese Abgeltung, wie bis 2009, von der Allgemeinheit zu finanzieren. Eine solche Abgeltung kann rasch, einfach, dauerhaft und ohne wesentliche Mehrbelastung der Strombezüglerinnen und Strombezügler eingeführt werden.


Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen.

Freundliche Grüsse

swisselectric



Andrew Walo
Präsident



Peter Quadri
Stv. Geschäftsführer

c/o Skat Consulting AG
Vadianstrasse 42
9000 St.Gallen

Bundesamt für Energie BFE,
Sektion Wasserkraft

Datum: 15. September 2017

Elektronisch eingereicht an:
revision-wrg@bfe.admin.ch

Stellungnahme Swiss Small Hydro zur Revision Wasserrechtsgesetz

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Im Namen von Swiss Small Hydro, dem Schweizer Verband der Kleinwasserkraft, danken wir Ihnen für die Möglichkeit, uns zur Revision des Wasserrechtsgesetzes äussern zu dürfen.

Unsere Organisation erachtet den Wasserzins als eine sinnvolle und wichtige Abgabe zur Nutzung der Ressource Wasser. Die in der Vergangenheit beschlossenen Erhöhungen des Wasserzinsmaximums wurden jeweils dadurch gerechtfertigt, dass die Standortkantone an den Gewinnen der Betreibergesellschaften beteiligt werden sollten.

Aufgrund der in den letzten Jahren bekanntermassen stark gefallen Strommarktpreise sind auch die Gewinne der Betreibergesellschaften entsprechend gesunken (bzw. gar nicht mehr vorhanden). Grundsätzlich begrüsst Swiss Small Hydro deshalb die vorgeschlagene Übergangslösung mit einem reduzierten Wasserzins bis Ende 2022 und der anschliessenden Einführung eines flexiblen Wasserzinsmodells. Aus Sicht der Kleinwasserkraft erscheint uns jedoch wichtig, dass bei KEV Kraftwerken der Wasserzins bei CHF 110 pro kW_B gedeckelt wird. Diese Kraftwerke haben einen fixen Einspeisetarif und profitieren bei allfällig höheren Marktpreisen nicht von besseren Erträgen. Das gleiche würde auch für Wasserkraftwerke, welche von der MKF profitieren, gelten - sofern es solche Anlagen überhaupt noch gibt.

Aufgrund der aktuellen Diskussionen um ein zukünftiges Marktdesign ist zudem zu überlegen, wie weit der Marktpreis darin überhaupt noch eine relevante Rolle spielt. Aus unserer Sicht wäre deshalb wichtig, ein Szenario der Finanzierung der Wasserzinsen über den Netzzuschlag in Betracht zu ziehen.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme.

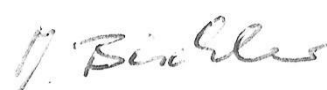
Freundliche Grüsse

Martin Bölli



Geschäftsleiter Swiss Small Hydro

Jakob Büchler



Nationalrat und Präsident Swiss Small Hydro



Bundesamt für Energie (BFE)
Sektion Wasserkraft
3003 Bern

September 2017
walter.wirth@aekonyx.ch
032 624 83 11

Stellungnahme AEK onyx zur Revision des Wasserrechtsgesetzes

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit, uns zur Revision des Wasserrechtsgesetzes zu äussern und nehmen innerhalb der eingeräumten Frist gerne wie folgt Stellung.

Die AEK onyx AG bekennt sich zu einem CO₂-freien Stromangebot. Ab 2018 besteht das Grundversorgungs-Portfolio der AEK onyx AG standardmässig auf Schweizer Wasserkraft und zertifiziertem Naturstrom. Als regionales Energieversorgungsunternehmen und Abnehmerin von Strom aus Schweizer Wasserkraft aus dem Produktionspark der BKW Gruppe ist die AEK onyx AG von der vorliegenden Gesetzesrevision betroffen.

Einleitende Bemerkung

Die Berechtigung des Wasserzinses als Abgeltung für die Nutzung der Ressource Wasser zur Stromproduktion – wie sie vor hundert Jahren auf eidgenössischer Ebene ins Gesetz aufgenommen wurde – ist nicht in Frage gestellt. Die Bedeutung der Einnahmequelle für die Standortkantone und -gemeinden von Wasserkraftwerken ist unbestritten. Ebenso unbestritten ist allerdings der Reformbedarf.

Heutige Regelung passt nicht zum – bis heute teilweise – geöffneten Markt

Die geltende Wasserzinsregelung mit einem fixen Wasserzinsmaximum wird den heutigen regulatorischen und ökonomischen Gegebenheiten nicht mehr gerecht. Aufgrund der Marktöffnung definiert mittlerweile der Preis am europäischen Strommarkt den Wert der Ressource Wasser zur Stromproduktion in der Schweiz. In der langen Geschichte des Wasserzinses ist dies ein eigentlicher Paradigmenwechsel. Denn bis zur teilweisen Öffnung des Endkundenmarktes im Jahre 2009 trugen alle Schweizer Endverbraucher die Wasserzinse als Teil der Gestehungskosten der Wasserkraft solidarisch. Das ist seither nicht mehr möglich: Der Wasserzins bleibt an den im Markt stehenden Wasserkraftproduzenten hängen, die bei den aktuellen Marktpreisen durch ihre Gestehungskosten Verluste schreiben.



Wettbewerbsnachteile für die Schweizer Wasserkraft

Das Wasserzinsmaximum wurde seit Einführung im Jahre 1918 von 8.16 CHF/kW_B in sieben Schritten auf heute 110 CHF/kW_B erhöht und hat sich damit teuerungsbereinigt knapp verdreifacht. Namentlich seit den 1980er-Jahren hat sich das Wasserzinsmaximum komplett von der Landesteuerung entkoppelt und wurde unter dem Eindruck steigender Strompreise allein in den letzten 20 Jahren verdoppelt - und dies bei laufenden Konzessionen, d.h. bei eigentlich vereinbarten Konditionen zur Nutzung der Ressource. Aktuell beläuft sich der Wasserzins auf rund 1,6 Rp./kWh und macht somit fast die Hälfte der am Markt erzielbaren Erträge aus. Der Wasserzins ist so zu einem bedeutenden Kostenfaktor für die Wasserkraftproduktion geworden, der in Tiefpreisphasen am Markt nicht mehr erwirtschaftet werden kann. Weil ausserdem Strom im Grosshandel in Euro gehandelt wird, trägt die Wasserkraft ein Wechselkursrisiko. Hinzu kommt, dass die Schweizer Wasserkraft sowohl im nationalen Technologievergleich als auch im internationalen Vergleich mit anderen Wasserkraftproduzenten übermässig stark mit Abgaben belastet ist. Dies untergräbt die Wettbewerbsfähigkeit und die Substanz unserer wichtigsten einheimischen und erneuerbaren Stromproduktionsform.

Übergangslösung schreibt den Systemfehler fort

Der Bundesrat schlägt als Übergangslösung ab 2020 bis 2022 eine Senkung des Wasserzinsmaximums auf 80 CHF/kW_B vor, was dem Niveau in den Jahren 1997 bis 2010 entspricht. Obwohl in dieser Entlastung für die finanziell stark angeschlagene Wasserkraft die Richtung der Anpassung stimmt, widerspricht eine solche Lösung im Grundsatz der oben dargelegten, seit 2009 geltenden neuen Ausgangslage für die Wasserkraft. Anders, als im erläuternden Bericht dargelegt, wird damit der Wasserzins gerade nicht an die veränderten Verhältnisse angepasst und der Systemfehler wird für weitere drei Jahre fortgeschrieben. Die vom Parlament oppositionslos überwiesene Motion 14.3668 «Wasserzinsregelung nach 2019» fordert ebenfalls, dass die konkrete Lage der Wasserkraft berücksichtigt wird. Diese ist zu einem grossen Teil – und bei einer vollständigen Marktöffnung gänzlich – vom Marktpreis abhängig, der naturgemäss grossen Schwankungen unterliegt. Das Festhalten an einer fixen Abgabe ist daher systemfremd. Eine dauerhafte und zukunftsfähige Regelung der Wasserzinse muss die Lage der Wasserkraft am Markt jederzeit abbilden. Eine solche Regelung soll sofort und unabhängig von einem zukünftigen Marktmodell eingeführt werden.

Falls aufgrund der politischen Realitäten eine solche Übergangslösung nicht zu vermeiden ist, müsste zum einen eine zeitgemässe Flexibilisierung ab 2023 verbindlich vorgesehen und zum anderen der Sockelbeitrag signifikant tiefer angesetzt werden. Eine fixe Abgabe in der vorgeschlagenen Höhe ist für die Wasserkraftproduzenten ein Kostenfaktor, der in der gegenwärtigen Ertragslage schlicht nicht finanzierbar ist.

Variante ist wettbewerbsverzerrend und untauglich

Die im erläuternden Bericht zur Diskussion gestellte Variante, das Wasserzinsmaximum befristet bis Ende 2022 nur für jene Kraftwerke auf 80 CHF/kW_B zu reduzieren, die defizitär sind, muss

klar zurückgewiesen werden. Sie ist weder zielführend noch umsetzbar. Ein solches System würde zu weiteren Wettbewerbsverzerrungen zwischen den Wasserkraftproduzenten führen und ausgerechnet die günstigeren Kraftwerke bestrafen. Das ist auch im Hinblick auf die nötigen Reinvestitionen kritisch. Gerade ältere Kraftwerke mit höherem Reinvestitionsbedarf weisen aufgrund geringerer Kapitalkosten tiefere Gestehungskosten auf. Aufgrund ihres tieferen kalkulatorischen Defizits würden sie beim Wasserzins weniger entlastet, obschon sie in absehbarer Zeit zusätzliche Mittel zur Finanzierung ihres Werterhalts benötigen.

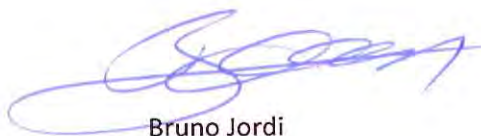
Zu begrüßen ist hingegen die Absicht des Bundesrates, bei Wasserkraftwerken, welche einen Investitionsbeitrag erhalten, die Zusatzproduktion während zehn Jahren vom Wasserzins zu befreien.

Wir bitten Sie, sehr geehrte Damen und Herren, unserer Stellungnahme bei der weiteren Behandlung dieses Geschäfts Rechnung zu tragen.

Freundliche Grüsse
AEK onyx AG



Walter Wirth
CEO



Bruno Jordi
Bereichsleiter Markt

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und
Kommunikation (UVEK)
Frau Bundespräsidentin
Doris Leuthard
Bundeshaus Nord
3003 Bern

revision-wrg@bfe.admin.ch

Poschiavo, 21. September 2017

**Vernehmlassung der Repower AG zur Revision des Wasserrechtsgesetzes:
«Wasserzinsregelung nach 2019»**

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Am 21.06.2017 ist das Vernehmlassungsverfahren zur Revision des Bundesgesetzes über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte (Wasserrechtsgesetz, WRG SR 721.80) eröffnet worden. Die Frist des Vernehmlassungsverfahrens endet am 13.10.2017. Gerne nehmen wir hiermit die Möglichkeit wahr, uns innert Frist zur Revision des Wasserrechtsgesetzes («WRG-Revision») und der darin enthaltenen Wasserzinsregelung nach 2019 vernehmen zu lassen.

I. Einleitende Ausführungen

1. Repower als Wasserkraftproduzentin von WRG-Revision direkt betroffen

Repower ist ein Energieversorgungs- und Dienstleistungsunternehmen mit über 100-jähriger Erfahrung. Die Schlüsselmärkte sind die Schweiz und Italien. Repower ist von der Produktion über den Handel bis zum Vertrieb auf der ganzen Strom-Wertschöpfungskette sowie zusätzlich im Gasgeschäft tätig. Als Stromproduzentin verfügt Repower über eigene Kraftwerke in der Schweiz, in Italien und in Deutschland. Zum Kraftwerkspark gehören bedeutende Wasserkraftanlagen, die grösstenteils zur Stromerzeugung von Repower beisteuern. Daraus ergibt sich, dass Repower als Wasserkraftproduzentin und damit als Wasserzinszahlende von der WRG-Revision direkt betroffen ist.

2. Sicherstellung der Wirtschaftlichkeit und Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft

Seit der Aufnahme des Wasserzinses im Bundesrecht (Jahr 1918) haben sich die Rahmenbedingungen für die Wasserkraft insbesondere aufgrund der Teilliberalisierung des Strommarktes und des Strompreiserfalls grundlegend verändert. Diese Veränderungen haben zur Konsequenz, dass die dem Markt ausgesetzten Wasserkraftproduzenten die Wasserzinsen nicht mehr auf ihre Kunden überwälzen können und alle Erträge im internationalen Strommarkt erwirtschaften müssen. Damit bleiben die Wasserzinsen an diesen Wasserkraftproduzenten haften, was deren Wettbewerbsfähigkeit massiv belastet und im Tiefpreisphasen zu grossen wirtschaftlichen Problemen führt. Im Vordergrund der WRG-Revision muss deshalb die Sicherstellung der Wirtschaftlichkeit und Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft stehen. Nur dadurch kann der Erhalt und die Modernisierung der einheimischen Wasserkraft als Grundpfeiler der Versorgungssicherheit gewährleistet werden.

II. Grundhaltung von Repower zur heute geltenden Wasserzinsregelung

1. Wasserzins im Grundsatz unbestritten

Der Wasserzins als Entschädigung für die Nutzung der Ressource Wasser zur Stromproduktion hat in der Schweiz eine nunmehr hundertjährige Tradition¹. Die Abgabe hat im Sinne der Entschädigung für die Beanspruchung eines öffentlichen Gutes durchaus ihre Berechtigung und wird von Repower dem Grundsatz nach auch nicht in Frage gestellt. Auch nicht in Frage gestellt wird, dass die Wasserzinsen für die konzidierenden Gemeinwesen eine bedeutende Einnahmequelle darstellen (aktuell CHF 550.00 Mio. pro Jahr). Es kann nun aber nicht Aufgabe der Wasserkraftproduzenten sein, die Einnahmen der öffentlichen Hand zu sichern, nachdem ihnen das Monopol entzogen worden ist und sie ihre Erträge praktisch vollumfänglich am Markt erwirtschaften müssen. Dies gilt umso mehr, als sich die Wasserzinsen in den letzten 20 Jahren mehr als verdoppelt haben und kein anderes europäisches Land eine auch nur annähernd so hohe Belastung der Wasserkraft durch eine Abgabe vorsieht.

¹ Im Kanton Graubünden haben die Eigentümer von Kraftwerksanlagen den Konzessionsgemeinden einen Wasserzins und dem Kanton eine Wasserwerksteuer zu entrichten. Der von den Gemeinden festgesetzte Wasserzins darf die Hälfte des jeweiligen bundesrechtlichen Wasserzinsmaximums nicht übersteigen. Der Kanton erhebt eine Wasserwerksteuer in der Höhe der Hälfte des jeweiligen bundesrechtlichen Wasserzinsmaximums.

2. Wasserzinsregelung ist unvereinbar mit Teilmarktliberalisierung

Im Monopol konnten die Wasserkraftproduzenten die Gestehungskosten inklusive Wasserzinsen vollumfänglich auf die Endverbraucher überwälzen. Seit der Teilliberalisierung des Strommarktes im Jahre 2009 ist dies allerdings nicht mehr möglich: Die grossen Verbraucher sowie die Verteilnetzbetreiber können ihren Strom frei am europäischen Markt beziehen. Aus diesem Grund ist bereits heute der Grossteil der einheimischen Wasserkraftproduktion den europäischen bzw. internationalen Marktbedingungen ausgesetzt. Mit anderen Worten müssen sich die Schweizer Wasserkraftproduzenten heute in einem geöffneten (internationalen) Marktumfeld behaupten. Das hat zur Konsequenz, dass sie den Kostenfaktor Wasserzins mittels Erträgen am Markt und in internationaler Konkurrenz erwirtschaften müssen. Der Wasserzins kann also nicht mehr wie im Monopol vollumfänglich an die Endverbraucher weiterverrechnet werden. Im Gegenteil: Die Wasserzinsen bleiben an den im Markt stehenden Wasserkraftproduzenten haften; dies wiegt für sie umso schwerer, als die Marktpreise parallel zur Liberalisierung einen massiven Preiserfall erfahren haben. Aus diesen Gründen können einheimische Wasserkraftproduzenten - so auch Repower - insbesondere in Tiefpreisphasen den Wasserzins nicht mehr erwirtschaften, was zu Verlusten führt. Dies widerspricht aber der mit der Einführung der Wasserzinsen angestrebten Zielsetzung des Gesetzgebers, wonach der fiskalischen Belastung der Wasserkraftwerke eine Grenze gesetzt werden soll, damit die Leistungen in ihrer Gesamtheit die Ausnutzung der Wasserkräfte nicht wesentlich erschweren (Botschaft 1912; Art. 48 Abs. 2 WRG). Aufgrund des Ausgeführten ist festzuhalten, dass die heute geltende Regelung mit einem fixen und stetig gestiegenen Wasserzinsmaximum dem gegenwärtigen Marktumfeld (Teilliberalisierung und Strompreiserfall) nicht mehr gerecht wird.

3. Wasserzinsregelung schafft Wettbewerbsnachteile für die Schweizer Wasserkraft

Das gesetzlich festgesetzte Wasserzinsmaximum ist seit seiner Einführung von ursprünglich 8.16 CHF/kW_B auf aktuell 110 CHF/kW_B erhöht worden. Teuerungsbereinigt entspricht diese Erhöhung eine Verdreifachung (der Initialwert würde zu heutigen Preisen 41.1 CHF/kW_B betragen). Daraus ergibt sich, dass sich der maximale Wasserzinssatz völlig von der Landesteuerung entkoppelt hat. Unter Berücksichtigung des aktuell geltenden Wasserzinsmaximums von 110 CHF/kW_B beläuft sich der von den Wasserkraftproduzenten zu bezahlende Wasserzins auf durchschnittlich rund 1.6 Rp/kWh. Dieser Betrag entspricht fast der Hälfte der gegenwärtig am Strommarkt erzielbaren Erträge. Der Wasserzins ist damit zu einem bedeutenden Kostenfaktor für die Wasserkraftproduzenten geworden, den sie in Tiefpreisphasen nicht wettmachen können. Dies schafft für die Wasserkraft Wettbewerbsnachteile und zwar umso mehr, als andere europäische Länder wie beispielsweise Österreich oder Norwegen keine Abgabe kennen, die die Ressource Wasser zwecks Stromproduktion «besteuert».

4. Wettbewerbsfähige Neuregelung dringlich

Die obigen Ausführungen zur Marktsituation und Ertragslage zeigen, dass der Wasserzins im aktuellen Umfeld von den Wasserkraftproduzenten nicht mehr finanziert werden kann. Es bedarf also einer Neuregelung, welche sowohl für gute als auch insbesondere für schlechte Zeiten taugt. Dabei ist der Anspruch der konzedierenden Gemeinwesen auf Entschädigung der Ressource Wasser einerseits und der Anspruch der Wasserkraftproduzenten auf Wettbewerbsfähigkeit andererseits zu berücksichtigen. Um diesen Ansprüchen gerecht zu werden, bedarf es einer flexiblen Lösung mit einem fixen, von der Allgemeinheit zu tragenden Teil und einem marktpreisabhängigen, von den Wasserkraftproduzenten zu tragenden Teil. Mit dem fixen von der Allgemeinheit zu tragenden Teil wird der politisch und gesellschaftlich gewollte Wasserkraftnutzung zur Stromproduktion (Stichwort «Energiestrategie 2050») und ihrer volkswirtschaftlichen Bedeutung für eine sichere und umweltfreundliche Stromversorgung Rechnung getragen. Mit dem marktpreisabhängigen Teil wird hingegen der bei den Wasserkraftproduzenten - je nach Marktsituation - entstehende betriebswirtschaftliche Nutzen berücksichtigt.

III. Beurteilung des bundesrätlichen Revisionsentwurfes

1. Revisionsentwurf ist nicht sachgerecht

Mit dem bundesrätlichen Revisionsentwurf sollen die Wasserkraftproduzenten in einer Übergangszeit von 2020 bis 2022 mittels einer Reduktion des Wasserzinsmaximums von 110 CHF/kW_B auf 80 CHF/kW_B finanziell entlastet werden, was Repower dem Grundsatz nach begrüsst. Im Anschluss an die Übergangsregelung wird gemäss erläuterndem Bericht eine Flexibilisierung des Wasserzinses mit einer marktpreisabhängigen Bemessung in Aussicht gestellt. Leider muss gesagt werden, dass diese Flexibilisierung überhaupt nicht Gegenstand der WRG-Revision ist. Stattdessen sollen die Wasserkraftproduzenten mit einer Übergangslösung, welche dem Grundsatz nach der heutigen (unzeitgemässen) Regelung entspricht, bis auf weiteres vertröstet werden. Aus diesem Grund trägt der bundesrätliche Revisionsentwurf dem Anspruch der Wasserkraftproduzenten auf eine wirtschaftliche Nutzung der einheimischen Wasserkraft als Grundpfeiler der Versorgungssicherheit ungenügend Rechnung. Kurz: Der Revisionsentwurf ist nicht sachgerecht, weshalb er von Repower abgelehnt wird.

2. Übergangslösung schreibt den Systemfehler fort

Die im Revisionsentwurf vorgesehene Übergangsregelung führt die heute gültige Wasserzinsregelung als fixe Abgabe fort. Damit werden dem veränderten Marktumfeld (Teilliberalisierung und Strompreiserfall) und den wirtschaftlichen Schwierigkeiten der Wasserkraftproduzenten nicht genügend Rechnung getragen. Daran ändert auch die Tatsache nichts, dass die Übergangsregelung eine Reduktion des Wasserzinsmaximums von 110 CHF/kW_B auf 80 CHF/kW_B vorsieht.

Es verhält sich nämlich so, dass diese Reduktion im aktuellen Marktumfeld für Repower - und wohl auch für die übrigen Wasserkraftproduzenten - nicht finanzierbar ist. Weshalb das Wasserzinsmaximum exakt auf 80 CHF/kW_B festgesetzt werden soll, ist nicht nachvollziehbar und wird im erläuternden Bericht auch nicht sachlich begründet. Vor diesem Hintergrund ist die beabsichtigte Reduktion geradezu als willkürlich zu qualifizieren; dies umso mehr, als das beantragte Wasserzinsmaximum ohne jeglichen Bezug auf das gegenwärtige Marktumfeld auf 80 CHF/kW_B festgesetzt worden ist. Die Fortführung der heutigen Regelung mit einem willkürlichen und ohne Bezug zum gegenwärtigen Marktumfeld festgesetzten Wasserzinsmaximum von 80 CHF/kW_B lässt sich höchstens mit energiepolitischen Zielsetzungen und der Zustimmung der Bevölkerung zur Energiestrategie 2050 begründen. Diesfalls müssten die Wasserzinsen mit Verweis auf das öffentliche Interesse konsequenterweise aber auch von der Allgemeinheit getragen werden. Eine solche Kostentragungspflicht durch die Allgemeinheit lässt der Revisionsentwurf indes vermissen. Mit der im Rahmen der Übergangslösung beabsichtigten Reduktion des Wasserzinsmaximums auf 80 CHF/kWB und der weiterhin vorgesehenen Kostentragungspflicht durch die Wasserkraftproduzenten wird der der heutigen Wasserzinsregelung inhärente Systemfehler keineswegs behoben, sondern vielmehr weitergeführt. Damit wird dem Anspruch der Wasserkraftproduzenten an einer wettbewerbsfähigen Neuregelung nicht Rechnung getragen, was aus Sicht von Repower enttäuschend ist. Die Übergangsregelung widerspricht zudem auch der vom Parlament am 2. März 2016 oppositionslos überwiesenen Motion 14.3668 «Wasserzinsregelung nach 2019», welche ab 2020 ebenfalls eine Neuregelung unter Berücksichtigung der aktuellen Lage der Wasserkraft fordert. Diese ist derzeit grösstenteils - und bei einer vollständigen Marktöffnung gänzlich - vom Marktpreis abhängig, der naturgemäss Schwankungen unterliegt. Als Neuregelung, welche der Lage der Wasserkraft Rechnung trägt und damit sowohl in guten und in schlechten Zeiten taugt, kommt somit nur die unverzügliche Flexibilisierung des Wasserzinses in Frage.

3. Alternative ist wettbewerbsverzerrend und untauglich

Im erläuternden Bericht wird als Alternative was folgt festgehalten: «Um die Auswirkungen auf die Gemeinwesen zu reduzieren, könnte alternativ in der Übergangszeit vorgesehen sein, die Reduktion nur für klar defizitäre Kraftwerke vorzusehen». Diese Alternative wird von Repower klar zurückgewiesen. Als Begründung macht Repower die damit einhergehenden Abgrenzungsschwierigkeiten sowie den erheblichen administrativen Aufwand geltend. Hinzu kommt, dass die Alternative zu einer Ungleichbehandlung bzw. Wettbewerbsverzerrung zwischen den Wasserkraftproduzenten führen würde, indem sie die günstigeren Kraftwerke bestraft.

IV. Anträge von Repower

Antrag 1:**Einführung von marktpreisabhängigen Wasserzinsen ab 2020 gemäss Modellvorschlag**

Die WRG-Revision ist derart zu überarbeiten, dass sie ab dem 1.1.2020 die Einführung eines flexiblen, marktpreisabhängigen Wasserzinses vorsieht. Dabei setzt sich die Abgabe zusammen aus einem fixen, durch die Allgemeinheit zu finanzierenden Teil und einem variablen, marktpreisabhängigen Teil, der durch die Kraftwerksbetreiber zu bezahlen ist. Die Höhe des fixen, durch die Allgemeinheit zu bezahlenden Teils ist im Rahmen des Gesetzgebungsprozesses von der Allgemeinheit zu bestimmen. Die Höhe des Referenzmarktpreises, ab welchem der variable, von den Kraftwerksbetreibern zu bezahlende Teil einsetzt, ist unter Berücksichtigung der durchschnittlichen Gesteungskosten der Schweizer Wasserkraftwerke bei 5.6 Rp./kWh festzulegen, wobei der variable Teil bei einem Anstieg des Referenzmarktpreises um 1 Rp./kWh um jeweils 10 CHF/kW_B ansteigen soll.

Begründung:

Eine faire und zukunftsfähige Wasserzinsregelung soll sowohl die Ansprüche der konzederenden Gemeinwesen als auch der Wasserkraftproduzenten berücksichtigen. Mithin muss die ab 2020 geltende Neuregelung einerseits für die konzederenden Gemeinwesen tragbar sein und sie muss andererseits die wirtschaftliche Ausnutzung der Wasserkraft auch in Tiefpreisphasen gewährleisten. Diesen Ansprüchen kann nur durch eine Flexibilisierung der Wasserzinsen nachgekommen werden. Der Vorschlag von Repower sieht deshalb - analog zu dem im erläuternden Bericht dargelegten langfristigen Modellansatz - einen fixen sowie einen variablen Teil mit folgenden Parametern vor:

Fixer Teil für die Nutzung der Ressource Wasser: Die Nutzung der Wasserkraft steht im nationalen Interesse; schliesslich kann damit auslandunabhängig, erneuerbar und vergleichsweise günstig ein substanzieller Beitrag an die sichere Stromversorgung der Schweiz geleistet werden. Mit anderen Worten soll mit dem fixen Teil ein unabhängig vom Strompreis bestehender volkswirtschaftlicher und energiepolitischer Nutzen abgegolten werden, wobei diese Abgeltung - wie vor der Teilliberalisierung - von der Allgemeinheit zu bezahlen ist. Diese Kostentragungspflicht hat zur Konsequenz, dass die Höhe des fixen Teils im Rahmen des Gesetzgebungsprozesses auch von der Allgemeinheit zu bestimmen ist. Dabei könnte die Überlegung angestellt werden, dass sich das Wasserzinsmaximum ursprünglich (Jahr 1918) auf 8.16 CHF/kW_B belaufen hatte. Teuerungsbereinigt entspräche dies heute einem Betrag von 41 CHF/kW_B. Dieser Betrag widerspiegelt den in den letzten 100 Jahren von der Gesellschaft akzeptierten und von den Endverbrauchern getragenen Nutzungsteil.

Variabler Teil in Abhängigkeit zum Marktpreis der Ressource Wasser: Können mit der Wasserkraftproduktion Gewinne am Strommarkt erzielt werden, resultiert ein betriebswirtschaftlicher Nutzen für die Wasserkraftproduzenten, welcher auch von ihnen abzugelten ist. Dieser Nutzen definiert sich als Differenz zwischen dem am Strommarkt erzielten Erträgen und den Gesteuerungskosten der Wasserkraft. Daraus ergibt sich, dass der betriebswirtschaftliche Nutzen der Wasserkraftproduzenten insbesondere aufgrund des Marktpreises variieren kann. Akkurat aus diesem Grund rechtfertigt sich die Einführung eines variablen Teils. Der variable Teil setzt naturgemäss dort ein, wo die erzielten Einnahmen die Gesteuerungskosten mindestens decken («Referenzmarktpreis»). Der Referenzmarktpreis ist unter Berücksichtigung der durchschnittlichen Gesteuerungskosten der Schweizer Wasserkraftwerke bei 5.6 Rp./kWh (Gesteuerungskosten exkl. Wasserzinsen) festzusetzen. Wie stark der variable Teil steigt, hängt entscheidend von der Höhe des fixen Teils ab, den die Allgemeinheit finanziert. Geht man von einem fixen Teil von 41 CHF/kW_B und einem Referenzmarktpreis von 5.6 Rp./kWh aus, sollte der variable Teil bei einem Anstieg des Marktpreises von 1 Rp./kWh um 10 CHF/kW_B steigen (Steigung: 10). Damit würde der bei der letzten WRG-Revision geäusserte Wille des Gesetzgebers zum Wasserzinsniveau bei guten Marktpreisen passend wiedergegeben. Der hier aufgezeigte Modellansatz stellt also eine faire und wettbewerbsfähige Neuregelung dar, indem (i) die konzederierenden Gemeinwesen weiterhin mit einer fixen Einnahmequelle rechnen können und zudem eine marktabhängige Abgeltung erhalten; (ii) die von der Allgemeinheit zu tragende Abgeltung nicht höher ausfällt, als zu Zeiten der Versorgungsmonopole; (iii) die Wasserkraftproduzenten in Tiefpreisphasen wirkungsvoll entlastet werden; und (iv) die Schweiz (weiterhin) einen bedeutenden Beitrag zum Erhalt und zur Modernisierung der Wasserkraft als Grundpfeiler ihrer Stromversorgung leistet.

Eventualantrag und Subeventualantrag

Übergangslösung mit Finanzierung fixer Teil durch Allgemeinheit (Eventualantrag) oder erhebliche Reduktion des Sockelbetrages (Subeventualantrag)

Wird unserem Antrag 1 zur Einführung einer flexiblen, marktpreisabhängigen Wasserzinsregelung ab 2020 nicht entsprochen, beantragen wir eventualiter die Finanzierung des fixen Teils durch die Allgemeinheit und subeventualiter eine erhebliche Reduktion des Sockelbeitrages.

Gleichzeitig und parallel ist auf jeden Fall eine zeitgemässe Flexibilisierung der Wasserzinsen ab 2023 im WRG (Art. 49) verbindlich festzusetzen. Der Bundesrat hat diese Flexibilisierung rechtzeitig vor Ablauf der dreijährigen Übergangsfrist der Bundesversammlung zu unterbreiten.

Begründung:

Falls unserem Antrag 1 nicht entsprochen würde, müsste das in der Übergangslösung vorgesehene Wasserzinsmaximum von 80 CHF/kW_B bzw. ein Betrag von CHF 400 Mio. vollumfänglich von der Allgemeinheit finanziert oder zumindest erheblich reduziert werden, da andernfalls die Wasserkraftproduzenten aufgrund des gegenwärtigen Marktumfeldes und der damit einhergehenden Ertragsschwierigkeiten schlicht nicht in der Lage sind, den Wasserzins zu finanzieren. Die Konsequenz daraus ist, dass Investitionen in die Instandhaltung ausbleiben und Arbeitsplätze sowie Know-how verloren gehen, was den Erhalt und Betrieb der Wasserkraftwerke gefährdet. Diese nachteiligen Folgen können mit den im Eventual- und Subeventualantrag enthaltenen Lösungsansätzen zumindest kurzfristig eingedämmt werden. Ab 2023 muss das WRG aber in jedem Fall eine Flexibilisierung des Wasserzinses vorsehen. Nur so kann den neuen Realitäten in einem geöffneten Strommarkt Rechnung getragen werden.

Antrag 2:**Verzicht auf untaugliche Variante mit Reduktion des Wasserzinsmaximums nur für defizitäre Kraftwerke**

Die im erläuternden Bericht enthaltene Alternative, die Reduktion des Wasserzinsmaximums auf 80 CHF/kW_B nur auf klar defizitäre Wasserkraftwerke zu beschränken, erweist sich als untauglich und wettbewerbsverzerrend.

Begründung:

Die im erläuternden Bericht in Erwägung gezogene Alternative ist aufgrund der damit einhergehenden Abgrenzungsschwierigkeiten und des erheblichen administrativen Aufwandes weder zielführend noch umsetzbar. Vor allem würde die Alternative aber zu weiteren Ungleichbehandlungen bzw. Wettbewerbsverzerrungen unter den Wasserkraftproduzenten führen, wobei ausgerechnet die günstigeren Kraftwerke bestraft würden. Repower lehnt die vorgeschlagene Alternative daher ab.

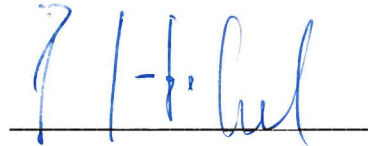
Abschliessend ersuchen wir Sie höflich, sehr geehrte Frau Bundespräsidentin, sehr geehrte Damen und Herren, unsere Anträge im Interesse der einheimischen Wasserkraft gutzuheissen und in die WRG-Revision einfliessen zu lassen.

Sollten Sie zu unseren Anträgen und/oder Ausführungen in vorstehender Vernehmlassung Fragen haben, zögern Sie nicht, uns zu kontaktieren. Gerne stehen wir Ihnen Rede und Antwort.

Freundliche Grüsse
Repower AG



Kurt Bobst
CEO



Felix Vontobel
COO

Bundesamt für Energie
Sektion Wasserkraft
3003 Bern

Per Mail: revision-wrg@bfe.admin.ch

Absender/-in Daniel Bürgler
Telefon direkt 058 319 41 23
Telefax direkt
E-Mail daniel.buergler@ewz.ch
Datum 26. September 2017

Stellungnahme zur Wasserzinsregelung nach 2019: Revision des Wasserrechtsgesetzes.

Sehr geehrte Damen und Herren

Derzeit läuft das Vernehmlassungsverfahren zur Revision des Bundesgesetzes über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte (Wasserrechtsgesetz, WRG; SR 721.80). Gerne nehmen wir in der angesetzten Frist zu nachfolgenden Themen Stellung.

Grundsätzliche Bemerkungen

- ewz anerkennt die Berechtigung des Wasserzinses als Abgeltung für die Nutzung der Ressource Wasser zur Stromproduktion sowie die Bedeutung der Einnahmequelle für die Standortkantone und –gemeinden von Wasserkraftwerken.
- Bis zur teilweisen Marktöffnung trugen die Schweizer Endverbraucher die Wasserzinse solidarisch als Teil der Gestehungskosten der Wasserkraft. Heute bleibt der Wasserzins an den im Markt stehenden Wasserkraftproduzenten hängen.
- Aus einer historischen Perspektive war der Wasserzins auch als Solidaritätsbeitrag der Ballungszentren im Mittelland an die Gebirgsregionen gedacht.
- Das bisherige Wasserzinsmaximum wurde seit Einführung im Jahre 1918 teuerungsbereinigt beinahe verdreifacht und hat sich somit komplett von der Landesteuerung entkoppelt.
- Der Wasserzins ist zu einem bedeutenden Kostenfaktor für die Wasserkraftproduktion geworden. Die Schweizer Wasserkraft wird damit im nationalen Technologievergleich und im internationalen Vergleich mit anderen Wasserkraftproduzenten übermässig stark mit Abgaben belastet, was die Wettbewerbsfähigkeit beeinträchtigt.
- Die geltende Wasserzinsregelung mit einem fixen Wasserzinsmaximum wird den heutigen regulatorischen und ökonomischen Gegebenheiten nicht mehr gerecht und gefährdet langfristig Investitionen in Ersatz, Erneuerung oder Erweiterung bestehender Wasserkraftanlagen.

ewz setzt sich aus diesen Gründen für eine faire, marktnahe und zukunftsfähige Neuregelung des Wasserzinses ein, die einerseits für die Standortkantone und -gemeinden tragbar ist und andererseits die wirtschaftliche Nutzung der Wasserkraft als energiepolitischer Trumpf der Schweiz nicht verunmöglicht. Dies erfordert eine grundlegende Neukonzipierung des Wasserzinses, um den heutigen regulatorischen und ökonomischen Gegebenheiten gerecht zu werden.

Übergangsregelung von 2020-2022

Die vom Bundesrat vorgeschlagene Übergangslösung bis 2022 hält am bisherigen System fest und schlägt weiterhin eine fixe – wenn auch etwas tiefere – Abgabe vor. Die Senkung des Maximalsatzes kann zwar als ein erster Schritt in die richtige Richtung gesehen werden, aber das Festhalten an einer fixen Abgabe ist mit der veränderten Ausgangslage für die Wasserkraft nicht vereinbar.

ewz fordert, dass bereits ab 2020 ein dauerhaft gültiges, zukunftsfähiges Modell eingeführt wird, das der Marktsituation jederzeit gerecht wird. Wird dennoch an der vorgeschlagenen Übergangsregelung festgehalten, müsste diese zumindest mit einer verbindlichen Terminierung einer flexiblen Regelung per 2023 auf Gesetzesstufe verknüpft sein. Zudem müsste der Maximalsatz noch signifikant tiefer angesetzt werden, um der Ertragslage der Wasserkraftproduzenten gerecht zu werden.

ewz erachtet die zur Diskussion gestellte Variante mit einer Senkung des Maximalsatzes nur für defizitäre Kraftwerke als weder zielführend noch mit vertretbarem Aufwand umsetzbar. Ein solches System würde zu weiteren Wettbewerbsverzerrungen zwischen den Wasserkraftproduzenten führen und ausgerechnet die günstiger produzierenden Kraftwerke bestrafen.

Flexibilisierung des Wasserzinses nach 2022

Im Rahmen der Vernehmlassung zur Übergangsregelung stellt der Bundesrat bereits die Eckwerte eines flexiblen Wasserzinsmodells zur Diskussion. Die genaue Ausgestaltung wird jedoch erst im Zusammenhang mit der Festlegung eines marktnahen Modells/Marktdesigns definiert, für welches der Bundesrat der Bundesversammlung bis 2019 einen Erlassentwurf vorlegen wird.

ewz erwartet, wie oben dargelegt, dass bereits jetzt ein neues, zukunftsfähiges Wasserzinsmodell ausgearbeitet und in den politischen Genehmigungsprozess eingespeist wird. ewz befürwortet grundsätzlich ein Modell, das marktnah, und vom Grundprinzip her einfach umsetzbar, transparent und verständlich ist. Das Modell muss grundsätzlich unabhängig von der konkreten Marktsituation und dem zukünftigen Marktdesign funktionieren. Entsprechend lehnt ewz eine Verknüpfung der Neuregelung des Wasserzinses mit der Lösungsfindung bei anderen Themen (Marktdesign, Fördermodelle, Konzessionen, Steuern, etc.) ab.

Skizzierung des flexiblen Wasserzinsmodells

Mit einer Flexibilisierung des Wasserzinses können die Standortkantone und -gemeinden je nach Marktpreis am Gewinn der Kraftwerksbetreiber teilhaben. Der variable Teil ist abhängig vom Wert der Ressource Wasser für die Stromproduktion und setzt definitionsgemäss dort ein, wo die erzielbaren Einnahmen die Gestehungskosten mindestens decken. Die durchschnittlichen Gestehungskosten der Schweizer Wasserkraftwerke inklusive Wasserzinse liegen heute bei rund 7 Rp./kWh. Wo genau der variable Teil einsetzt und wie stark dieser steigt, hängt massgeblich von der Höhe des fixen Teils ab. Gilt der Wille des Gesetzgebers bei der letzten Erhöhung des Wasserzinsmaximums im Jahr 2008 als Massstab, würde diese Steigung 10 betragen – das heisst bei Anstieg des Marktpreises um 1 Rappen, stiege der flexible Wasserzins um 10 Franken.

Die Höhe des fixen Teils ist im politischen Prozess auszuhandeln. Der Startwert für den Wasserzins lag im Jahr 1918 bei 8.16 CHF/kW_B. Teuerungsbereinigt entspräche dies heute 41 CHF/kW_B.

ewz befürwortet ein flexibles Modell mit einem fixen und einem variablen Teil, wie es auch vom Bundesrat vorgeschlagen wird. Die vom Bundesrat im erläuternden Bericht zur Diskussion gestellten Parameterfestsetzungen (Höhe fixer Teil, Startpunkt und Steigung variabler Teil) kann ewz jedoch nicht nachvollziehen.

Für die Berücksichtigung unserer Anliegen bedanken wir uns und stehen für Rückfragen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse
Direktor



Marcel Frey

Leiter Energieproduktion



Martin Roth

Par email :

Revision-wrg@bfe.admin.ch

Département fédéral de l'environnement,
des transports, de l'énergie et de la
communication DETEC

Madame Doris Leuthardt
Présidente de la Confédération
Palais fédéral Nord
3003 Berne

Granges-Paccot, le 28 septembre 2017

**Consultation : Révision de la loi sur les forces hydrauliques - réglementation
de la redevance hydraulique après 2019**

Madame la Présidente de la Confédération,

Nous vous remercions de la possibilité de prendre position sur la révision légale
citée en marge.

Groupe E est un groupe d'entreprises actives dans le domaine de l'énergie qui
assure l'approvisionnement en électricité de plus de 200'000 consommateurs
finaux. Il est propriétaire de sept centrales hydroélectriques dans les cantons de
Fribourg et de Neuchâtel et a des participations dans des ouvrages majeurs dans
les cantons de Neuchâtel, du Valais et de Vaud. Groupe E produit ainsi en
moyenne 1 TWh d'électricité par an provenant de centrales hydroélectriques
indigènes.

Groupe E est dès lors concernée au premier plan par les modifications légales
proposées en relation avec la redevance hydraulique. Sur le projet, il prend
position comme suit :

**La redevance hydraulique nécessite une réforme dans le nouveau contexte
de marché**

La production hydroélectrique en Suisse permet de couvrir 60% des besoins en
électricité du pays. Le premier volet de mesures de la stratégie énergétique 2050,
adopté par le peuple Suisse en mai dernier, mise sur un développement de cette
ressource d'énergie indigène exempte de CO₂. La fonction de colonne vertébrale
de la force hydraulique pour un approvisionnement sûr, économique et écologique
en énergie devrait être renforcée. Or, la force hydraulique est sous pression ;
beaucoup de centrales connaissent des difficultés économiques considérables et
leur pérennité n'est pas assurée.

Référence:

*Secrétariat général
Conseils Juridiques
et Affaires réglementaires
Susanne Michel
Avocate
T + 41 26 352 54 55
F + 41 26 352 51 99
susanne.michel@groupe-e.ch*

Groupe E SA

*Route de Morat 135
CH-1763 Granges-Paccot
T +41 26 352 52 52
F +41 26 352 51 99
groupe-e.ch*

Groupe E ne remet pas en cause le bien-fondé de la redevance hydraulique en tant qu'indemnisation pour l'utilisation de la ressource « eau » comme elle a été instituée il y a un siècle. Toutefois, la réglementation actuelle, prévoyant une redevance fixe, adaptée régulièrement à la hausse, ne répond plus à la réalité régulatoire et économique qui s'est instaurée depuis quelques temps.

L'ouverture partielle du marché d'électricité suisse, mise en œuvre en 2009, constitue un véritable changement de paradigme. En effet, avant l'ouverture, tous les consommateurs suisses assumaient solidairement la redevance hydraulique en tant que partie intégrante des coûts de revient de cette énergie. Cela n'est aujourd'hui plus possible ; en effet, la redevance hydraulique reste à la charge des producteurs hydroélectriques et des consommateurs captifs situés dans la zone de desserte des gestionnaires de réseau avec de la production hydraulique propre ou en participation, tandis que les prix d'électricité se forment sur le marché européen.

Avant l'ouverture du marché d'électricité suisse, la redevance hydraulique pouvait être adaptée sans qu'il soit besoin de considérer les prix de marché. Depuis son instauration en 1918, le maximum a ainsi évolué de 8.16 CHF/kW_B à 110 CHF/kW_B ce qui correspond, après correction de l'inflation, à une multiplication par près de trois.

Parallèlement à la libéralisation, les prix du marché de l'électricité se sont effondrés pour différentes raisons, dont notamment le subventionnement important de la production d'énergie renouvelable et le soutien à l'énergie fossile en Allemagne et dans d'autres pays en Europe. Entre 2008 et 2016, les prix de l'électricité négociés à la bourse de Leipzig ont chuté d'environ 66%, après correction des effets de change pour la Suisse.

Concrètement, la redevance hydraulique a, avec une exception, toujours été adaptée au maximum pour toutes les centrales hydroélectriques appartenant à Groupe E en propre ou en participation, malgré des concessions en cours. Ces derniers cinq ans, elle pesait en fonction du volume de la production, entre 1.2 et 1.8 ct./kWh sur les coûts de production.

En comparaison avec nos pays voisins, les producteurs suisses sont en outre mis à contribution beaucoup plus lourdement, ce qui affaiblit leur compétitivité et par là la substance même d'une production indigène et renouvelable si importante pour la Suisse.

Par conséquent, il est primordial et urgent de revoir totalement la conception de la redevance hydraulique. Une réglementation durable et viable doit refléter la situation de la force hydraulique sur le marché.

La réglementation transitoire maintient le défaut du système

Avec le projet de révision de la redevance hydraulique, le Conseil fédéral reconnaît la nécessité de réformer la réglementation actuelle, sous la forme d'un allègement en faveur de la production hydraulique.

La réduction proposée du maximum de 110 CHF/kW_B à 80 CHF/kW_B pour la période allant de 2020 à 2023 réduit certes la charge financière de la production hydroélectrique, mais ne tient pas compte des nouvelles conditions-cadre. Elle sous-estime les difficultés économiques aiguës de la production hydroélectrique

suisse. Contrairement à ce qui est exposé dans le rapport explicatif, cette solution ne correspond justement pas à une adaptation au nouvel environnement. Le maintien d'une taxe fixe, certes moyennant une baisse bienvenue de la redevance hydraulique, est inadapté. Seul un nouveau concept permet de prendre en compte le contexte de la libéralisation du marché de l'électricité.

Pour une flexibilisation immédiate du calcul de la redevance hydraulique

Le rapport explicatif met en perspective la flexibilisation de la redevance hydraulique maximale à moyen terme, après la réglementation transitoire. Selon ses termes, une réglementation de la redevance hydraulique aussi équitable que possible pour tous les participants et qui fonctionne à long terme doit ainsi être instaurée.

Aussi, Groupe E demande l'introduction d'un tel modèle flexible dès 2020. Toutefois, cette flexibilisation ne fait pas partie de la présente révision de la loi sur la force hydraulique. Le Conseil fédéral met uniquement en discussion les points essentiels d'un tel modèle dans la perspective d'une éventuelle introduction après 2022. Après avoir été invité par le Conseil fédéral et avoir participé à des réflexions sur un nouveau modèle qui mise sur la flexibilisation, cet attermoïement est décevant pour Groupe E.

Concernant la mise en œuvre d'un tel modèle, nous soutenons le modèle proposé par l'Association suisse pour l'aménagement des eaux qui prévoit une part fixe pour l'utilisation de la ressource eau, à financer par la communauté des consommateurs, et une part variable, qui est fonction de la valeur de la ressource, à financer par les producteurs. Ce modèle permet de mettre en place une réglementation équitable, dans le sens où les cantons et les communes concédants pourraient continuer de compter sur une source de revenu fixe et percevraient une indemnisation supplémentaire variable en fonction du marché. La charge qui pèse sur la production d'électricité serait mise en cohérence avec la nouvelle situation de marché. La Suisse contribuerait ainsi de manière substantielle au maintien et à la modernisation de sa principale source de production d'électricité indigène.

Requête principale : Introduction dès 2020 d'un modèle de calcul de la redevance hydraulique basé sur le modèle de l'Association suisse pour l'aménagement des eaux.

Requête subsidiaire : Prévoir une réduction plus importante pour la période transitoire et fixer dans la loi les principes du futur modèle flexible.

Subsidiairement : Mandater le Conseil fédéral de soumettre à l'Assemblée fédérale, en temps utile, un projet d'acte fixant les paramètres de la redevance hydraulique applicable à partir du 1^{er} janvier 2024, à l'instar de l'actuel art. 49 al. 1bis LFH.

La variante qui consiste à ne réduire le taux maximum que pour les centrales déficitaires est irréaliste et inéquitable

Groupe E rejette fermement la variante proposée dans le rapport explicatif, qui consiste à réduire le taux maximal de la redevance hydraulique à 80 CHF/kW_B seulement pour les centrales manifestement déficitaires. Une telle réglementation n'est ni appropriée ni applicable, pour des questions de délimitation et de charge administrative élevée. Par ailleurs, un tel système mènerait à une véritable économie duale. Les distorsions de la concurrence qui en résulteraient entre les producteurs hydroélectriques pénaliseraient précisément les centrales plus performantes.

Requête : Ne pas retenir la variante qui consiste à distinguer les centrales déficitaires des autres.

L'exemption pour les centrales bénéficiant de contributions d'investissement est cohérente

Groupe E salue les dispositions du projet prévoyant d'exempter de la redevance hydraulique les nouvelles centrales pendant la période de la construction et pendant les 10 premières années d'exploitation ainsi que la production supplémentaire des centrales existantes à la suite d'agrandissements ou de rénovations notables lorsqu'elles perçoivent une contribution d'investissement.

L'utilisation de la force hydraulique des cours d'eau internationaux doit obligatoirement relever de la compétence de la Confédération

Selon le droit actuel, la Confédération est compétente pour concéder les droits d'utilisation des cours d'eau touchant à la frontière nationale. Cette compétence a pour corollaire qu'il appartient à la Confédération également de veiller à ce que chaque modification du taux maximal de la redevance hydraulique fasse l'objet d'un accord international (art. 49 al. 1 LFH). Le projet prévoit de supprimer cette obligation en arguant que le droit international coutumier prescrit de procéder de toute manière en accord avec les Etats voisins.

Groupe E estime que cette suppression affaiblit sans juste motif la sécurité du droit dans un contexte international qui demande plutôt un renforcement de la coordination, ainsi que dans un contexte interne fédéral où les compétences de la Confédération et des cantons sont concurrentes.

Requête : Maintenir l'art. 49 al. 1 dernière phrase LFH.

Le projet dispose à l'art. 7 al. 1 let. c LFH qu'en cas d'utilisation de la force hydraulique de sections de cours d'eau touchant à la frontière nationale, le département est compétent pour fixer les prestations et conditions imposées lors de l'octroi du droit d'utilisation conformément au droit cantonal.

Le terme « conformément au droit cantonal » ne semble pas adéquat dans la mesure où les cours d'eau internationaux sont exclusivement réglés selon le droit fédéral. Il convient de remplacer ce terme par « en tenant compte du droit cantonal ».

Requête : Remplacer "conformément au droit cantonal" par "en tenant compte du droit cantonal" à l'art. 7 al. 1 let. c LFH.

L'art. 7 al. 2 du projet prévoit que le Conseil fédéral peut conclure des conventions internationales relatives aux objets mentionnés à l'al. 1. Cette clause à option n'est pas satisfaisante, car la coordination internationale doit, à notre avis, rester obligatoirement du ressort du Conseil fédéral.

Requête : Remplacer le terme « peut conclure » par « conclut » à l'art. 7 al. 2 LFH.

* * * *

En vous priant de bien vouloir prendre en considération les remarques qui précèdent, veuillez agréer, Madame la Présidente de la Confédération, l'expression de notre parfaite considération.

Groupe E



Dominique Gachoud
Directeur général



Pierre Oberson
Secrétaire général

Alpiq Holding AG c/o Alpiq AG, Bahnhofquai 12, CH-4601 Olten

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr,
Energie und Kommunikation UVEK
Frau Bundespräsidentin Doris Leuthard
3003 Bern

Jasmin Staiblin
jasmin.staiblin@alpiq.com

Alpiq Holding AG
c/o Alpiq AG
Bahnhofquai 12
CH-4601 Olten
alpiq.com

Olten, 29. September 2017

Revision WRG (Wasserzinsregelung nach 2019): Vernehmlassung

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Der Bundesrat hat am 21. Juni 2017 die Vernehmlassung zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (WRG) eröffnet. Als eine der grössten Wasserkraftproduzentinnen der Schweiz und damit als Direktbetroffene ist es Alpiq ein Anliegen, sich aktiv in diesen politischen Prozess einzubringen. Daher erlauben wir uns, fristgerecht und wie folgt zur Revision WRG Stellung zu nehmen:

1. Allgemeine Bemerkungen

1.1. Wasserzins im Grundsatz unbestritten

Alpiq stellt den Wasserzins als Abgeltung für die Nutzung der Ressource Wasser zur Stromproduktion nicht grundsätzlich in Frage. Der Wasserzins ist ein Zeichen dafür, dass die Ressource Wasser einen Wert für die Allgemeinheit hat. Gleichzeitig ist der Wasserzins von grosser Bedeutung geworden als Einnahmequelle für die Standortkantone und noch ausgeprägter für einzelne Standortgemeinden von Wasserkraftwerken. Bei jährlichen Wasserzinszahlungen von heute insgesamt CHF 550 Millionen ist das offensichtlich.

1.2. Paradigmenwechsel beim Wasserzins nicht nachvollzogen

Aus Sicht der Produzenten gilt es jedoch zu betonen, dass die geltende Wasserzinsregelung mit einem fixen Wasserzinsmaximum den heutigen regulatorischen und ökonomischen Gegebenheiten nicht mehr gerecht wird. Aufgrund der Marktöffnung definiert mittlerweile der Preis am europäischen Strommarkt den Wert der Ressource Wasser zur Stromproduktion in der Schweiz. In der langen Geschichte des Wasserzinses ist dies ein eigentlicher Paradigmenwechsel. Denn bis zur teilweisen Öffnung des Endkundenmarktes im Jahre 2009

trugen alle Schweizer Endverbraucher die Wasserzinse als Teil der Gestehungskosten der Wasserkraft solidarisch. Das ist seither nicht mehr möglich: Der Wasserzins bleibt an den im Markt stehenden Wasserkraftproduzenten hängen, die bei den aktuellen Marktpreisen Verluste schreiben. Das widerspricht klar der seit der Einführung der Wasserzinse geltenden Zielsetzung des Gesetzgebers, «der fiskalischen Belastung der Wasserkraftwerke eine Grenze zu setzen» (Botschaft, 1912) damit «die Leistungen [die dem Konzessionsnehmer auferlegt werden] in ihrer Gesamtheit die Ausnutzung der Wasserkräfte nicht wesentlich erschweren» (WRG Art. 48 Abs. 2). Zudem schafft die nur unvollständig umgesetzte Marktöffnung neue Ungleichbehandlungen: Zum einen besteht eine Verzerrung zwischen den Kraftwerksbetreibern bzw. den Partneraktionären, welche die Abgabe auf Kunden in der Grundversorgung überwälzen können, und denjenigen, die sie selber tragen müssen. Zum anderen verursacht sie auch eine Ungleichbehandlung der gebundenen Kunden, von denen nur ein Teil mit der Abgabe belastet wird, nämlich wenn ihr Versorger über Eigenproduktion verfügt. Die grossen Verbraucher sowie die übrigen gebundenen Endkunden, deren Verteiler sich günstig am Markt versorgen, leisten keinen Beitrag an die Abgeltung für die Wasserkraftnutzung. Das ist umso störender, als die Energiestrategie des Bundes ein allgemeines Interesse an Nutzung und Ausbau der Wasserkraft postuliert.

1.3. Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Wasserkraft wird untergraben

Das Wasserzinsmaximum wurde seit der Einführung im Jahre 1918 von 8.16 CHF/kW_B in sieben Schritten auf heute 110 CHF/kW_B erhöht und hat sich damit teuerungsbereinigt knapp verdreifacht. Namentlich seit den 1980er-Jahren hat sich das Wasserzinsmaximum komplett von der Landesteuerung entkoppelt und wurde unter dem Eindruck steigender Strompreise allein in den letzten 20 Jahren verdoppelt. Aktuell beläuft sich der Wasserzins auf rund 1.6 Rp./kWh und macht somit fast die Hälfte der am Markt erzielbaren Erträge aus. Der Wasserzins ist so zu einem bedeutenden Kostenfaktor für die Wasserkraftproduktion geworden, der in Tiefpreisphasen am Markt nicht mehr erwirtschaftet werden kann. Hinzu kommt, dass die Schweizer Wasserkraft sowohl im nationalen Technologievergleich als auch im internationalen Vergleich mit anderen Wasserkraftproduzenten übermässig stark mit Abgaben belastet ist. Dies untergräbt die Wettbewerbsfähigkeit und die Substanz unserer wichtigsten einheimischen und erneuerbaren Stromproduktionsform. Der Wasserzins in seiner aktuellen Ausgestaltung steht damit nicht zuletzt im Widerspruch zum Zweckartikel des StromVG, der die Erhaltung und Stärkung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Elektrizitätswirtschaft stipuliert.

1.4. Faire und zukunftsfähige Neuregelung dringend nötig

Aufgrund der grundsätzlich veränderten Rahmenbedingungen braucht es dringend eine faire und zukunftsfähige Neuregelung der Wasserzinse, welche dem neuen Marktumfeld Rechnung trägt und sowohl für gute wie für schlechte Zeiten taugt. Der Anspruch der Standortkantone und -gemeinden auf Entgelt für die Nutzung der Ressource Wasser ist ebenso zu berücksichtigen wie der Anspruch der Wasserkraftproduzenten (und der Gesellschaft) auf eine wirtschaftliche Ausnutzung der einheimischen Wasserkraft als tragende Säule der

Versorgungssicherheit. Diesen beiden Ansprüchen wird nur eine Flexibilisierung der Wasserzinse gerecht, mit einem fixen, von der Allgemeinheit finanzierten Teil für die energiepolitisch gewollte Nutzung der Ressource zur Stromproduktion, und einem marktpreisabhängigen, von den Kraftwerksbetreibern getragenen Teil für den je nach Marktsituation bestehenden betriebswirtschaftlichen Wert.

2. Vorschlag des Bundesrates: Befristete Senkung des Wasserzinses

2.1. Übergangslösung schreibt den Systemfehler fort

Der Bundesrat schlägt als Übergangslösung ab 2020 bis 2022 eine Senkung des Wasserzinsmaximums auf 80 CHF/kW_B vor, was dem Niveau in den Jahren 1997 bis 2010 entspricht. Doch lediglich eine Verringerung der finanziellen Belastung der Wasserkraft widerspricht der oben dargelegten, seit 2009 geltenden neuen Ausgangslage für die Wasserkraft nach wie vor. Anders als im erläuternden Bericht dargelegt, wird damit der Wasserzins gerade nicht an die grundlegend geänderten Verhältnisse seit der Teilmarktöffnung angepasst. Mit Verweis auf das übergeordnete, allgemeine Interesse der Abgeltung der Ressource Wasser sind die Wasserzinsen (wieder) von der Allgemeinheit zu finanzieren und nicht alleine den Produzenten anzulasten. Die vorliegende Übergangslösung ignoriert die Herausforderungen, mit denen sich die Produzenten bereits heute konfrontiert sehen.

Mit dem Vorschlag des Bundesrates wird der Systemfehler dagegen für weitere drei Jahre fortgeschrieben. Durch die oppositionslos überwiesene Motion 14.3668 «Wasserzinsregelung nach 2019» fordert auch das Parlament, dass die konkrete Lage der Wasserkraft berücksichtigt wird. Diese ist zu einem grossen Teil – und bei einer vollständigen Marktöffnung gänzlich – vom Marktpreis abhängig, der naturgemäss grossen Schwankungen unterliegt. Das Festhalten an einer fixen Abgabe ist daher systemfremd. Eine dauerhafte und zukunftsfähige Regelung der Wasserzinse muss die Lage der Wasserkraft am Markt jederzeit abbilden.

2.2. Variante gut, aber nicht umsetzbar

Als Variante schlägt der Bundesrat vor, das Wasserzinsmaximum befristet bis Ende 2022 nur für jene Kraftwerke auf 80 CHF/kW_B zu reduzieren, die tatsächlich defizitär sind. Auch wenn aus Sicht der Standortkantone und -gemeinden nachvollziehbar ist, dass keine Giesskanne angewendet werden soll (schliesslich können Produzenten mit gebundenen Endkunden die Wasserzinsen einfach durchstossen), so ist eine derartige Regelung leider nicht umsetzbar:

- 1) Die Wasserzinsen werden vom Partnerwerk bezahlt und nicht von den Partneraktionären.
- 2) Es sind nicht die Kraftwerke, die defizitär sind. Ihre Kosten (inkl. Wasserzinsen) werden immer von den Partneraktionären anteilmässig übernommen. Dem Kraftwerk ist es somit egal, ob ein Partneraktionär seine Kosten an den Endkunden

durchstossen kann oder nicht. Das Partnerwerk beurteilt nicht, welcher Partneraktionär seine Kosten für den gemäss Vertrag bezogenen Strom aufgrund der Marktlage nicht decken kann.

- 3) Die Systematik der Marktprämie ist somit für die Wasserzinse nicht anwendbar. Antragsteller für die Marktprämie ist der Partneraktionär, nicht das Kraftwerk. Dieses liefert einzig die Angaben über die durch den Partneraktionär abgenommene Strommenge und die Gestehungskosten ab Werk.

Es müsste somit für eine solche Variante ein neuer Finanzfluss für die Wasserzinsen gefunden werden, damit das legitime Anliegen der Kantone, keine Giesskanne anzuwenden, umgesetzt werden könnte.

3. Dauerhafte Lösung unabhängig von Marktsituation

3.1. Flexibilisierung des Modells

Alpiq unterstützt das flexible Modell, das verschiedene Verbände bereits eingebracht haben. Es ist vom Grundprinzip her verständlich, transparent und einfach umsetzbar. Es funktioniert unabhängig von der konkreten Marktsituation und den zukünftigen Marktmodellen. Es ist einerseits für die Standortkantone und -gemeinden tragbar und ermöglicht andererseits die wirtschaftliche Ausnutzung der Wasserkraft als energiepolitischer Trumpf der Schweiz.

Das Modell sieht – analog des vom Bundesrat skizzierten langfristigen Modellansatzes – einen fixen und einen variablen Teil vor:

- a) **einen fixen Teil für die Nutzung der Ressource;** die eigentliche Nutzung unterliegt einem nationalen Interesse, da damit auslandunabhängig, erneuerbar und vergleichsweise günstig ein substanzieller Beitrag an die sichere Stromversorgung der Schweiz geleistet wird. Somit handelt es sich beim fixen Teil um einen unabhängig vom Strompreis bestehenden volkswirtschaftlichen und energiepolitisch gewollten Nutzen, der von der Allgemeinheit abzugelten ist.
- b) **ein variabler Teil in Abhängigkeit des Wertes der Ressource;** können mit der Wasserkraft am Strommarkt Gewinne erzielt werden, resultiert ein zusätzlicher betriebswirtschaftlicher Nutzen. Dieser definiert sich über die Differenz zwischen den am Markt erzielbaren Erträgen und den Gestehungskosten der Wasserkraft. Es handelt sich also um einen variablen Teil, der in Abhängigkeit des Marktpreises von den Wasserkraftproduzenten zu bezahlen ist.

Dieses flexible Modell ermöglicht eine faire Neuregelung. Erstens können die Standortkantone und -gemeinden weiterhin auf eine fixe Einnahmequelle zählen und erhalten marktabhängig eine zusätzliche Abgeltung. Zweitens ist die Belastung für die Allgemeinheit nicht höher als in Monopolzeiten. Drittens wird die Wasserkraftproduktion sachlogisch richtig entlastet. Und viertens leistet die Schweiz einen bedeutenden Beitrag für den Erhalt und die Modernisierung ihrer wichtigsten einheimischen Stromproduktion.

3.2. Parametrisierung des Modells

Mit einer Flexibilisierung der Wasserzinse können die Standortkantone und -gemeinden je nach Marktpreis am Gewinn der Kraftwerksbetreiber teilhaben. Voraussetzung dafür bildet die oben vorgeschlagene Wasserzinsregelung, die einen fixen und einen variablen Teil vorsieht. Die vom Bundesrat im erläuternden Bericht skizzierten Parameter können dagegen nicht nachvollzogen werden.


Die Höhe des von der Allgemeinheit zu finanzierenden fixen Teils ist im politischen Prozess auszuhandeln. Der variable Teil dagegen ist abhängig vom Wert der Ressource Wasser für die Stromproduktion und setzt definitionsgemäss dort ein, wo die erzielbaren Einnahmen die Gesteungskosten mindestens decken. Gestützt auf die durchschnittlichen Gesteungskosten der Schweizer Wasserkraftwerke liegt die relevante Preisuntergrenze für den Start des variablen Teils bei 5.6 Rp./kWh (heutige Kosten abzüglich Wasserzins). Wie stark dieser variable Teil ansteigt, hängt entscheidend von der Höhe des fixen Teils ab, den die Allgemeinheit finanziert.

Wir beantragen Ihnen, auf eine übergangsmässige, einseitige Reduktion des Wasserzinses zu verzichten und stattdessen ein flexibles Modell einzuführen, das dem Schweizer Strommarkt tatsächlich Rechnung trägt.

Wir bedanken uns für die Berücksichtigung unserer Ausführungen und Anliegen und stehen für die weitere Diskussion gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse
Alpiq Holding AG


Jasmin Staiblin
CEO


Michael Wider
Head Generation Switzerland

Ihr Ansprechpartner Lars Knuchel
Bereich Leiter Kommunikation & Marketing
Telefon +41 61 275 51 50
E-Mail lars.knuchel@iwb.ch

EINSCHREIBEN
Bundesamt für Energie
Sektion Wasserkraft
3003 Bern

Basel, 29. September 2017

Revision Wasserrechtsgesetz: Vernehmlassungsverfahren Stellungnahme IWB

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir bedanken uns für die Möglichkeit, im Rahmen der Vernehmlassung zur geplanten Revision des Wasserrechtsgesetzes (WRG) Stellung zu nehmen. Gerne nehmen wir die Gelegenheit wahr und übermitteln Ihnen hiermit unsere Bemerkungen und Anliegen, die im Zusammenhang mit der Wasserzinsregelung nach 2019 für unser Unternehmen relevant sind.

IWB ist das Unternehmen für Energie, Wasser und Telekom. Sie versorgt und vernetzt ihre Kunden in der Region Basel und darüber hinaus. IWB ist führend als Dienstleisterin für erneuerbare Energie und Energieeffizienz. IWB gehört zur Gruppe der grössten Wasserkraftproduzenten der Schweiz. Als Aktionärin grosser Partnerwerke sowie als Stromhändlerin und Verteilnetzbetreiberin zur Versorgung von Endkunden ist IWB von der geplanten Revision des Wasserrechtsgesetzes unmittelbar betroffen.

1. Einführende Bemerkungen

Die Energiestrategie 2050 des Bundes, deren erstem Massnahmenpaket der Souverän mit grosser Mehrheit zugestimmt hat, will die einheimischen erneuerbaren Energien stärken, die Energieeffizienz steigern und die Abhängigkeit der Schweiz von importierter fossiler Energie verringern. Diese Ziele sind ohne die zentrale Rolle der Wasserkraft für die Herstellung und Speicherung von Strom in der Schweiz nicht zu erreichen. Konsequenterweise sieht das entsprechende Gesetzespaket, das per 01.01.2018 in Kraft tritt, denn auch Massnahmen für den Erhalt und die Modernisierung der einheimischen Wasserkraftwerke vor. Sie sind die Basis einer sicheren erneuerbaren Stromversorgung unseres Landes, die es im Kern zu gewährleisten gilt. Zentrale Voraussetzung hierfür ist die Sicherstellung der Wirtschaftlichkeit sowie der internationalen Wettbewerbsfähigkeit dieser Kraftwerke. Vor diesem Hintergrund kommt der künftigen Regelung des Wasserzinsregimes nach 2019 eine massgebliche Bedeutung zu.

Seit Einführung des Wasserzinses 1918 wurde das Wasserzinsmaximum teuerungsbereinigt knapp verdreifacht. Unter dem Eindruck der steigenden Strompreise zwischen 1997 und 2007 verdoppelte sich in der Folge der Wasserzins – dies bei laufenden Konzessionen. Gemäss Berechnungen des Verbands Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) und des Schweizerischen Wasserwirtschaftsverbands (SWV) liegt die Belastung aufgrund der hohen Wasserzinsen für grössere Wasserkraftwerke bei rund Rp. 1.6/kWh. Laut VSE und SWV entspricht dies im Durchschnitt etwa der Hälfte der aktuell am Markt erzielten Erträge. Somit ist der Wasserzins ein entscheidender Kostenfaktor, der dazu führt, dass die Schweizer Kraftwerke in Tiefpreisphasen am Markt nicht mehr wirtschaftlich produzieren können. Das greift nicht nur die Substanz der Kraftwerksgesellschaften an, sondern führt dazu, dass wichtige Investitionen verschoben oder gar nicht mehr getätigt werden.

Unbestritten ist die Berechtigung des Wasserzinses als Abgeltung für die Nutzung der Ressource Wasser zur Stromproduktion. Ebenfalls unbestritten – und offensichtlich – ist die Bedeutung für die Standortkantone und -gemeinden bei heute jährlich ausgezahlten rund MCHF 550. Allerdings hat sich die Entwicklung des Wasserzinsmaximums nicht nur von der Teuerung, sondern auch von den Grosshandelspreisen auf dem Strommarkt vollständig entkoppelt. Bekanntlich sind die Marktpreise an den Strombörsen Europas in den letzten Jahren eingebrochen und die Schweizer Wasserkraftproduzenten müssen sich auf dem internationalen Strommarkt mit sehr tiefen Marktpreisen behaupten. Dazu kommt, dass die Gestehungskosten im teilweise geöffneten Strommarkt nicht mehr solidarisch von allen Endkunden getragen werden. Mit anderen Worten: Die Voraussetzungen, unter denen die geltende Regelung (mit einem fixen und immer wieder erhöhten Wasserzinsmaximum) beschlossen wurde, sind heute sowohl regulatorisch als auch ökonomisch nicht mehr gegeben.

2. Grundsätzliche Würdigung der Vorlage

Aufgrund der entscheidend veränderten Rahmenbedingungen braucht es dringend eine faire und zukunftsfähige Neuregelung der Wasserzinse. Anstelle einer grundlegenden Neukonzeption des Wasserzinsregimes nach 2019 schlägt der Bundesrat nun jedoch nur eine Übergangsregelung mit einer Senkung des Wasserzinsmaximums auf CHF 80/kW_{br} vor. Man kann darin eine dringend benötigte Entlastung der stark angeschlagenen Wasserkraft sehen und von einem ersten Schritt in die richtige Richtung sprechen, selbst wenn die geplante Senkung immer noch zu wenig substantiell ausfällt.

Allerdings verpasst der Bundesrat mit dem Vorschlag einer Übergangsregelung die zentrale Aufgabe und Chance, die bestehenden Missstände und substantiellen Gefahren für die heimischen Wasserkraftwerke zu beheben. Das Festhalten an einer fixen Abgabe widerspricht grundsätzlich den veränderten Rahmenbedingungen. Die zeitlich befristete Senkung des Wasserzinsmaximums schreibt den Systemfehler und die Wettbewerbsverzerrung im nationalen und internationalen Strommarkt fort. Die ab 2020 geplante Übergangsregelung für lediglich drei Jahre bedeutet für unser Unternehmen eine fortwährend grosse Unsicherheit – es bleibt letztlich ungewiss, auf welcher Basis wir zukünftige Investitionen in dem für IWB zentralen Bereich der Stromproduktion aus Wasserkraft planen können.

Daher ist es unseres Erachtens dringend notwendig, die Wasserzinsregelung grundsätzlich zu flexibilisieren. Entsprechende Vorschläge für ein gerechtes Abgeltungssystem liegen mit der Aufteilung in einen fixen und einen flexiblen Anteil schon seit einiger Zeit vor. Auch der Bundesrat anerkennt im Grundsatz den Reformbedarf. In seinem erläuternden Bericht zur geplanten Revision des WRG verweist er selbst auf das flexible Modell mit einem fixen und einem marktabhängigen Teil künftiger Wasserzinse. Leider findet das Modell in der vorgeschlagenen Gesetzesrevision noch keinen Niederschlag.

3. Besondere Anliegen und Forderungen

3.1 Art. 7, Normierung der Zuständigkeiten für Grenzwasserkraftwerke

IWB unterstützt die Position des Kantons Basel-Stadt in seiner Stellungnahme, wonach zum einen die Bundeszuständigkeit bezüglich der Regelung der Nutzung von Gewässern, die die Landesgrenzen berühren, primär beim Bundesrat und nicht beim zuständigen Departement liegen und zum anderen eine stärkere Berücksichtigung der Kantone vorgesehen werden soll.

3.2 Art. 49, Abs. 1, Senkung Wasserzinsmaximum für Übergangszeit

a.) Wasserzinsmaximum der Übergangsregelung:

Die geplante Senkung des Wasserzinsmaximums von CHF110/kW_{br} auf CHF 80/kW_{br} ist laut Vorlage ein Kompromiss, der sowohl für das Gemeinwesen als auch für die Konzessionäre eine angemessene Übergangsregelung darstellt. Dem können wir in dieser Form nicht zustimmen. Denn die vorgesehene Reduktion macht lediglich die letzte Wasserzinserhöhung der WRG-Revision von 2010 rückgängig und belässt gemäss erläuterndem Bericht der Vorlage weiterhin eine Lücke von MCHF 100 bei den Wasserkraftwerken. Der vom Bundesrat erläuterten Annahme, dass diese Deckungslücke durch weitere Effizienzsteigerungen, Strukturoptimierung und den Verzicht auf Eigenkapitalrendite geschlossen werden kann, müssen wir als Aktionärin grosser Wasserkraftwerke widersprechen: Die Kraftwerksbetreiber mussten mit solchen Massnahmen schon in den vergangenen Jahren reagieren, um die entstandenen Defizite zu kompensieren. Der im erläuternden Bericht vorgeschlagene Sockelbetrag einer flexiblen Wasserzinsregelung von CHF 50/kW_{br} würde aus unserer Sicht auch in der Übergangsregelung der aktuell schwierigen Situation der Wasserkraftwerke weit mehr gerecht.

3.3 Art. 50a, Förderung von Investitionen

Der Vorschlag des Bundesrates, dass für Neuanlagen oder erhebliche Erweiterungen oder Erneuerungen von bestehenden Anlagen Ermässigungen beim Wasserzins zum Tragen kommen sollen, ist grundsätzlich richtig. Diese Ermässigung darf jedoch nicht davon abhängig gemacht werden, ob zugleich ein Investitionsbeitrag ausgerichtet wird. Denn die Investitionsbeiträge sind gedeckelt. Sie werden nur gewährt, «sofern die Mittel reichen» (siehe Art. 24 Abs. 1 sowie Art. 35 und Art. 36 des neuen Energiegesetz des Bundes, das per 1.1.2018 in Kraft treten wird). Ausserdem sollten auch bestehende Anlagen während Erneuerungs- oder Erweiterungsarbeiten vom Wasserzins befreit sein, falls diese Bauarbeiten die Produktion beeinträchtigen.

3.4 Bemerkungen zum erläuternden Bericht

- a.) Vorschlag Reduktion Wasserzins nur für defizitäre Kraftwerke:
Die im erläuternden Bericht zur Diskussion gestellte Variante, das Wasserzinsmaximum bis Ende 2022 nur für defizitäre Kraftwerke auf CHF 80/kW_{br} zu reduzieren, lehnen wir ab. Die Übergangsregelung muss für alle Kraftwerke diskriminierungsfrei gelten. Die vorgeschlagene Variante führt nicht nur zu einer Wettbewerbsverzerrung zulasten der Stromproduzenten, sondern kommt auch einer Ungleichbehandlung von Kunden gleich, vor allem im Rahmen der Grundversorgung. Dazu kommt, dass die vorgeschlagene Regelung falsche Anreize setzt, indem es beispielsweise für Betreiber defizitärer Kraftwerke vorteilhaft sein kann, von Effizienzsteigerungen abzusehen.
- b.) Künftige Ausgestaltung des Wasserzinsregimes:
Die Einführung einer Übergangsregelung ab 2020 lässt wesentliche Fragen zur künftigen Ausgestaltung des Wasserzinsregimes nach 2022 offen. Es ist deshalb in der Revision des WRG schon jetzt zwingend vorzusehen, dass der Bundesrat rechtzeitig vor Ablauf der dreijährigen Übergangsfrist einen Gesetzesentwurf vorlegt, der die Einführung eines flexiblen Wasserzinsregimes (mit fixen und variablen Anteilen) vorsieht. Dieser Gesetzesvorschlag muss direkt im Anschluss an die Übergangsregelung in Kraft treten können.
- c.) Flexibles, marktpreisabhängiges Wasserzinssystem:
Ein ausgewogenes und zukunftsfähiges Wasserzinssystem muss aus einem fixen Anteil und einem variablen, marktpreisabhängigen Anteil bestehen. Dieses flexible Modell ermöglicht eine tragfähige Neuregelung, da die Standortkantone und -gemeinden weiterhin mit einer fixen Einnahme rechnen können und zusätzlich marktabhängig eine variable Abgeltung erhalten. Der fixe Anteil ist für den volkswirtschaftlichen Nutzen der Ressource Wasser abzugelten. Der variable Teil ist für den betriebswirtschaftlichen Nutzen abhängig vom Referenzmarktpreis und den Gestehungskosten der Schweizer Wasserkraftwerke zu entrichten.

Das aus unserer Sicht ausgewogene und für alle Beteiligten tragfähige Modell enthält somit:

- I. einen fixen Sockelbetrag, der unabhängig von der aktuellen Marktsituation erhoben wird. Der im erläuternden Bericht vorgeschlagene Sockelbetrag einer flexiblen Wasserzinsregelung von CHF 50/kW_{br} mag dafür eine Diskussionsgrundlage sein. Als Anhaltspunkt kann auch die Überlegung dienen, dass der Startwert für den Wasserzins 1918 von CHF 8.16/kW_{br} heute teuerungsbereinigt CHF 41/kW_{br} entspräche.
- II. einen Schwellenwert, ab dem für das jeweilige Kraftwerk der variable Teil einsetzt. Als Referenzgrösse dafür können hier die durchschnittlichen Gestehungskosten für die Schweizer Wasserkraft gelten.
- III. eine Steigerungsrate, die ab einem Referenzmarktpreis über den Gestehungskosten die Gemeinden und Kantone angemessen am erzielten Gewinn beteiligt.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen und stehen Ihnen für allfällige Fragen jederzeit gern zur Verfügung.

Freundliche Grüsse



Dr. David Thiel
CEO



Lars Knuchel
Leiter Kommunikation & Marketing

Kopie per E-Mail an: revision-wrg@bfe.admin.ch



Société des Forces Electriques de La Goule
Route de Tramelan 16 • 2610 Saint-Imier
Tél. 032 942 41 11 • Fax 032 942 41 82
info@lagoule.ch • www.lagoule.ch
CHE-105.935.186 TVA

Office fédéral de l'énergie (OFEN)
Section force hydraulique
3003 Berne

Par voie électronique à revision-wrg@bfe.admin.ch

Berne, 29 septembre 2017

Prise de position de la Société des Forces Electriques de La Goule SA relative à la révision de la loi sur les forces hydrauliques

Madame, Monsieur,

Nous vous remercions de nous donner l'opportunité de nous exprimer sur la révision de la loi sur les forces hydrauliques et prenons position dans le délai imparti et comme suit.

La Société des forces électriques de la Goule SA approvisionne en électricité environ 8'000 clients représentant une population de quelque 12'000 habitants répartis dans le vallon de St-Imier, les Franches-Montagnes et les Brenets. À cet effet, nous produisons une partie de cette électricité dans la centrale hydroélectrique de La Goule sur le Doubs franco-suisse et achetons le reste au groupe BKW. Par conséquent, la Société des forces électriques de la Goule est directement concernée par la présente révision de loi.

Remarques introductives

Il ne s'agit pas ici de remettre en question la légitimité de la redevance hydraulique en tant que rémunération pour l'octroi du droit d'exploitation de la force hydraulique d'un cours d'eau afin de produire de l'électricité, comme elle a été intégrée à la loi fédérale il y a un siècle. L'importance de cette source de revenus pour les cantons et communes de site des centrales hydroélectriques est incontestable. La nécessité d'une réforme l'est également.

La réglementation actuelle n'est pas adaptée au marché (jusqu'à aujourd'hui partiellement) ouvert

La réglementation sur la redevance hydraulique en vigueur avec une redevance hydraulique maximale ne correspond plus aux réalités économiques et réglementaires actuelles. Du fait de l'ouverture du marché, c'est le prix du marché européen de l'électricité qui définit désormais la valeur de la ressource qu'est l'eau servant à produire de l'électricité en Suisse. Cet état de fait représente un véritable changement de paradigme dans la longue histoire de la redevance hydraulique. En effet, jusqu'à l'ouverture partielle du marché grand public en 2009, c'est l'ensemble des consommateurs suisses qui contribuaient de manière solidaire à la redevance hydraulique en tant que part des coûts de production de la force hydraulique. Depuis, cela est devenu impossible: la redevance hydraulique reste indexée sur les producteurs hydroélectriques présents sur le marché qui essuient des pertes aux prix actuels du fait de leurs coûts de production.

Inconvénients concurrentiels pour les centrales hydrauliques suisses

Depuis son introduction en 1918, la redevance hydraulique maximale a augmenté en sept étapes successives, passant de 8,16 CHF/kW_B à 110 CHF/kW_B aujourd'hui. Elle a ainsi pratiquement triplé en tenant compte du renchérissement. La redevance hydraulique maximale s'est totalement désolidarisée du renchérissement national, en particulier depuis les années 1980. Ces vingt dernières années, elle a doublé en raison de la pression exercée par la hausse des prix de l'électricité, et ce pour des concessions en cours, c'est-à-dire selon des conditions convenues pour l'exploitation de la ressource. Actuellement, la redevance hydraulique s'élève à environ 1,6 ct./kWh, représentant presque la moitié des revenus réalisables sur le marché. Elle est donc devenue un facteur de coût essentiel pour la production des centrales hydrauliques, facteur qui ne peut plus être rentabilisé lorsque les prix sont au plus bas sur le marché. De plus, les prix de l'électricité étant négociés en euro sur le marché de gros, les centrales hydrauliques sont exposées à un risque de change. Qui plus est, les centrales hydrauliques suisses sont excessivement grevées par des redevances, à l'échelle nationale d'un point de vue technologique, mais aussi par rapport à d'autres producteurs hydroélectriques internationaux. Cela nuit à la compétitivité et à la substance même de notre principale forme de production d'électricité indigène et renouvelable.

Une solution transitoire ne fait que pérenniser la défaillance du système

La solution transitoire proposée par le Conseil fédéral consiste en une réduction de la redevance hydraulique maximale à 80 CHF/kW_B pour la période de 2020 à 2022, soit le niveau des années 1997 à 2010. Bien que cet allègement soit un bon pas sur la voie de l'ajustement pour les centrales hydrauliques confrontées à des difficultés financières, une telle solution va en principe à l'encontre du nouvel état de fait présenté ci-dessus et en vigueur depuis 2009. Contrairement à ce qu'indique le rapport explicatif, cette solution n'a pas pour effet d'adapter la redevance hydraulique aux nouvelles circonstances et la défaillance du système se retrouve ainsi prolongée de trois années supplémentaires. La motion 14.3668 «Réglementation de la redevance hydraulique après 2019» acceptée sans opposition par le Parlement exige également que la situation concrète des centrales hydrauliques soit prise en considération. Cette situation dépend en grande partie (voire intégralement en cas d'ouverture totale du marché) du prix du marché qui subit de fortes variations de par sa nature. Vouloir maintenir une redevance fixe va par conséquent à l'encontre du système. Une réglementation durable et viable de la redevance hydraulique doit refléter à tout moment la situation de la force hydraulique sur le marché. Une telle réglementation doit être introduite immédiatement et indépendamment d'un modèle de commercialisation futur.

Si les réalités politiques rendent une telle solution transitoire inévitable, il faut, d'une part, envisager impérativement une flexibilisation moderne définitive dès 2023, et, d'autre part, fixer le montant de base à un niveau bien inférieur. Une redevance fixe au niveau proposé représente un facteur de coûts que les producteurs hydroélectriques ne pourront tout simplement pas financer avec le rendement actuel.

La variante fausse la concurrence et est inadéquate

La variante soumise à la discussion dans le rapport explicatif et consistant à réduire la redevance hydraulique maximale à 80 CHF/kW_B jusqu'en 2022 uniquement pour les centrales nettement déficitaires doit être purement et simplement rejetée. Elle ne produira pas l'effet escompté et n'est pas réalisable. Un tel système aurait pour effet de fausser davantage la concurrence entre les producteurs hydroélectriques et de léser précisément les centrales électriques plus avantageuses. Cette variante est également critique au regard du besoin en réinvestissement. Ce sont justement les anciennes centrales électriques avec des besoins en réinvestissement plus élevés qui présentent des coûts de production plus bas en raison de plus faibles coûts du capital. Elles ont été moins soulagées par la redevance hydraulique du fait de leur déficit théorique plus faible, et ce malgré leur besoin de fonds supplémentaires dans un avenir proche afin de financer la conservation de leur valeur.



Société des Forces Electriques de La Goule

Route de Tramelan 16 • 2610 Saint-Imier

Tél. 032 942 41 11 • Fax 032 942 41 82

info@lagoule.ch • www.lagoule.ch

CHE-105.935.186 TVA

En revanche, nous saluons l'intention du Conseil fédéral d'exempter de la redevance hydraulique pendant dix ans le surplus de production des centrales hydroélectriques recevant une contribution à l'investissement.

Nous vous prions, Madame, Monsieur, de bien vouloir prendre en considération notre prise de position lors de la suite du traitement de cette affaire.

Meilleures salutations

Société des Forces Electriques
de La Goule SA

Cédric Zbinden
Directeur

Pierre-Yves Boillat
Responsable production

Bundesamt für Energie
Sektion Wasserkraft
3003 Bern

elektronisch an: revision-wrg@bfe.admin.ch

29. September 2017

Katrin Lindenberger, Direktwahl +41 62 825 25 20, katrin.lindenberger@strom.ch

Stellungnahme zur Wasserzinsregelung nach 2019: Revision des Wasserrechtsgesetzes

Sehr geehrte Damen und Herren

Der Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen dankt Ihnen für die Möglichkeit, zur Wasserzinsregelung nach 2019 Stellung nehmen zu können.

1. Einleitende Bemerkungen

Gemäss dem ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 soll die Schweiz ihren hohen Versorgungsstandard erhalten und gleichzeitig die energiebedingte Umweltbelastung des Landes reduzieren. Die Wasserkraft als Rückgrat der Schweizer Stromversorgung spielt dabei eine zentrale Rolle. Dank der Speichermöglichkeit und der Steuerbarkeit von Speicherkraftwerken stellt die Wasserkraft zudem grosse Teile der Systemdienstleistungen zur Verfügung.

Die bereits seit mehreren Jahren andauernde und auf absehbare Zeit weiterbestehende Preisbaisse an den europäischen Strommärkten stellt viele Kraftwerke vor enorme wirtschaftliche Schwierigkeiten. Es braucht deshalb nicht nur einen Zubau an Wasserkraft im Sinne der Energiestrategie 2050, sondern zuallererst die Sicherstellung der wirtschaftlichen Nutzung unserer wichtigsten erneuerbaren Energiequelle.

Seit Einführung im Jahre 1918 hat sich das gesetzlich festgelegte Wasserzinsmaximum teuerungsbereinigt knapp verdreifacht und sich damit komplett von der Landesteuerung entkoppelt. Unter dem Eindruck steigender Strompreise hat sich der Wasserzins allein in den letzten 20 Jahren auf heute 110 CHF/kW_B verdoppelt, und zwar ungeachtet der laufenden Konzessionsdauer mit vertraglich vereinbarten Konditionen zur Nutzung der Ressource. Dies entspricht einer Belastung der Produktion aus Wasserkraftwerken von ca. 1.6 Rp./kWh. Der Wasserzins ist so zu einem bedeutenden Kostenfaktor für die Wasserkraftproduktion geworden, der in Tiefpreisphasen am Markt nicht erwirtschaftet werden kann.

Aufgrund der Marktöffnung definiert heute der Preis am europäischen Strommarkt den Wert der Ressource Wasser zur Stromproduktion in der Schweiz. In der hundertjährigen Geschichte des Wasserzinses ist dies

ein eigentlicher Paradigmenwechsel. Denn bis dahin trugen die Schweizer Endverbraucher die Wasserzinse als Teil der Gestehungskosten der Wasserkraft solidarisch. Das ist seither nicht mehr der Fall. Der Wasserzins bleibt an den im Markt stehenden Wasserkraftproduzenten hängen, die bei den aktuellen Marktpreisen Verluste schreiben. Ein fixer, unabhängig von der wirtschaftlichen Lage geschuldeter Wasserzins wird den heutigen regulatorischen und ökonomischen Gegebenheiten somit nicht mehr gerecht und muss grundlegend neu konzipiert werden. Eine dauerhafte und zukunftsfähige Regelung des Wasserzinses muss die Lage der Wasserkraft am Markt jederzeit abbilden. Die Strombranche schlägt eine einfach umsetzbare und sowohl für die betroffenen Gemeinwesen wie auch für die Wasserkraftbetreiber tragbare Lösung vor, (s. Erläuterungen in Kapitel 4)

2. Übergangsregelung schreibt Systemfehler fort

Der VSE nimmt vom Willen des Bundesrates Kenntnis, für die Jahre 2020 bis 2022 eine Übergangsregelung einzuführen und die eigentliche Revision des Wasserzinsregimes erst in einem späteren Schritt für die Zeit nach 2023 vorzuschlagen. Der Bundesrat hat die Absicht, durch eine spätere Neuregelung eine Beurteilung im Gesamtkontext der Diskussion um ein neues Marktdesign zu ermöglichen.

Der VSE ist der Überzeugung, dass die sofortige Einführung einer flexiblen Wasserzinsregelung auch unabhängig von der Marktdesign-Diskussion sinnvoll und möglich ist. Er beantragt, dass die flexible Regelung des Wasserzinses mit einem fixen und einem variablen Teil bereits per 2020 gesetzlich verankert wird, um Rechtssicherheit und Verbindlichkeit zu schaffen. Der VSE erinnert in diesem Zusammenhang auch an die vom Parlament in der Frühjahrssession 2016 oppositionslos überwiesene Motion «Wasserzinsregelung nach 2019» (14.3668), welche ebenfalls verlangt, dass die konkrete Lage der Wasserkraft bei der Regelung des Wasserzinses berücksichtigt wird.

Eine temporäre Senkung des Wasserzinses auf 80 CHF/kW_B, d.h. auf das Niveau der Jahre 1997 bis 2010, bedeutet zwar eine gewisse Entlastung für die finanziell stark angeschlagene Wasserkraft. Eine derartige Übergangsregelung vermag jedoch die grundsätzliche Problematik eines fixen Wasserzinses nicht zu entschärfen, welche unabhängig von der effektiven Abgabehöhe der heutigen, marktabhängigen Lage keinesfalls gerecht wird. Ferner behebt sie auch den fundamentalen Mangel nicht, dass der Wasserzins in der Schweiz und den umliegenden Ländern unterschiedlich hoch bzw. inexistent ist, was wettbewerbsverzerrend wirkt.

Der VSE wehrt sich dagegen, mit einer Übergangsregelung, wie sie vom Bundesrat vorgeschlagen wird, die zwingend nötige Neuregelung auf die lange Bank zu schieben. Eventualiter ist der Grundsatz eines flexiblen Wasserzinsmodells ab 2020 im Gesetz zu verankern und mit einer verbindlichen Übergangsfrist zu versehen. Diese Übergangsfrist ist auf höchstens drei Jahre zu begrenzen. Zudem müsste während der Übergangsfrist eine spürbare Entlastung der Wasserkraft vorgenommen werden. Eine fixe Abgabe in bisheriger oder vergleichbarer Höhe stellt für die Schweizer Wasserkraft einen substantiellen Wettbewerbsnachteil dar, lässt die Kraftwerksbetreiber und deren Besitzer langfristig ausbluten und ist deshalb nicht tragbar. In der gegenwärtigen Ertragslage müsste die Abgabe deshalb deutlich tiefer angesetzt oder von der Allgemeinheit finanziert werden.

Antrag

- Der VSE beantragt die Einführung einer flexiblen Regelung des Wasserzinses ab 1.1.2020. Diese hat einen fixen und einen variablen Teil vorzusehen, damit die Nutzung der Ressource Wasser in Abhängigkeit vom Marktpreis für Elektrizität abgegolten wird.
- Eventualiter ist ein flexibler Wasserzins mit einem fixen und einem variablen, marktabhängigen Teil ab 1.1.2020 als Grundsatz im Gesetz zu verankern und mit einer verbindlichen Übergangsfrist von maximal drei Jahren zu versehen. Gleichzeitig müsste die Wasserkraft spürbar entlastet werden.

3. Die vorgeschlagene Variante ist diskriminierend und bürokratisch

Die im erläuternden Bericht zur Diskussion gestellte Variante, das Wasserzinsmaximum befristet bis Ende 2022 nur für jene Kraftwerke auf 80 CHF/kW_B zu reduzieren, die klar defizitär sind, weist der VSE entschieden zurück. Eine derartige Regelung ist weder zielführend noch umsetzbar. Folgende Überlegungen sprechen gegen die Variante:

- Die Variante ist diskriminierend:
Die Variante führt zu Wettbewerbsverzerrungen («Zweiklassengesellschaft»). Ausgerechnet die günstig produzierenden Kraftwerke würden dadurch bestraft. Oft weisen ältere Kraftwerke, die bereits zu einem grossen Teil abgeschrieben sind, relativ tiefe Gestehungskosten aus. Diese Kraftwerke sind daher nicht defizitär und für sie würde weiterhin das Wasserzinsmaximum von 110 CHF/kW_B gelten. Gerade bei älteren Kraftwerken können aber in nächster Zeit grosse Erneuerungsinvestitionen anstehen. Um diese bewältigen zu können, sind auch diese Kraftwerke auf einen marktgerechten Wasserzins angewiesen.
- Die vorgeschlagene Entscheidungsgrundlage ist nicht adäquat:
Gemäss erläuterndem Bericht soll die Marktprämienberechtigung für Grosswasserkraftwerke gemäss Artikel 30 EnG als Kriterium für das kraftwerksindividuelle Wasserzinsmaximum herangezogen werden. Die Berechnungen, die im Rahmen der Marktprämie angestellt werden, sind jedoch bewusst einfach gehalten und weisen daher eine gewisse Unschärfe auf. Bei der Marktprämie ist die relevante Grösse die Differenz zwischen den berechneten Gestehungskosten und dem Marktpreis. Kleine Unschärfen bei der Berechnung der Gestehungskosten wirken sich daher nur graduell auf die Höhe der gesprochenen Marktprämie aus und haben nur einen kleinen Einfluss. Bei der vorgeschlagenen Variante für den Wasserzins hingegen ist ein vereinfachter Ansatz nicht akzeptabel, denn hier dient die Berechnung dazu, zu entscheiden, ob für ein Kraftwerk ein Wasserzinsmaximum von 80 CHF/kW_B oder von 110 CHF/kW_B gilt. Abstufungen dazwischen, also z.B. ein Wasserzins von 95 CHF/kW_B sind nicht vorgesehen. Da bei einem bestimmten Wert eine Grenze gezogen werden muss, die darüber entscheidet, ob für ein Kraftwerk 80 oder 110 CHF/kW_B als Wasserzinsmaximum gilt, können kleinen Unschärfen in der Berechnung dazu führen, dass ein Kraftwerk zu Unrecht keine Senkung des Wasserzinses zugesprochen erhält. Es ist nicht adäquat, die Entlastung, welche die Senkung des Wasserzinses für die Kraftwerke bedeutet, von einer vereinfachten Berechnung und der damit einhergehenden Unschärfe abhängig zu machen.
- Die Variante generiert massiven administrativen Aufwand:
Die Variante stellt auf individuelle Kraftwerkseigenschaften ab. Ob ein Kraftwerk defizitär ist oder nicht, muss für jedes Kraftwerk in Abhängigkeit vom Marktpreis jährlich neu entschieden werden. Wie oben

ausgeführt, müssten über die Erhebungen für die Marktprämie hinausgehende, zusätzliche kraftwerksindividuelle Datenabfragen durchgeführt und neue umfangreiche Berechnungsmodelle eingeführt werden. Andernfalls drohen unzulängliche Entscheidungsgrundlagen, auf welche die Senkung des Wasserzinsmaximums von 110 auf 80 CHF/kW_B abgestützt würden. Es ist jedoch nicht zielführend, ein so komplexes Modell, welchem umfangreiche und wiederholte Datenerhebungen und kraftwerksindividuelle Berechnungen zugrunde liegen, als Übergangsregelung einzuführen.

Antrag

- Auf die vorgeschlagene Variante, die Absenkung auf notleidende Kraftwerke zu beschränken, ist zu verzichten. Sie ist diskriminierend und bürokratisch.

4. Flexibilisierung zwingend notwendig

4.1 Grundzüge des Modellansatzes der Strombranche

Die Berechtigung der Wasserzinse als Abgeltung für die Nutzung der Ressource Wasser zur Stromproduktion ist nicht in Frage gestellt. Die Bedeutung der Einnahmequelle für Standortkantone und -gemeinden von Wasserkraftwerken ist unbestritten.

Vor dem Hintergrund der einleitend beschriebenen Änderungen braucht es eine faire und zukunftsfähige Neuregelung, die einerseits für die Standortkantone und -gemeinden tragbar ist und andererseits die wirtschaftliche Ausnutzung der Wasserkraft als energiepolitischer Trumpf der Schweiz nicht verunmöglicht. Das nachfolgend vorgestellte Modell sieht einen fixen und einen variablen Teil vor:

a) ein fixer Teil für die Nutzung der Ressource

Die eigentliche Nutzung unterliegt einem nationalen Interesse, da damit auslandunabhängig, erneuerbar und vergleichsweise günstig ein substanzieller Beitrag an die sichere Stromversorgung der Schweiz geleistet wird. Somit handelt es sich beim fixen Teil um einen unabhängig vom Strompreis bestehenden volkswirtschaftlichen und energiepolitisch gewollten Nutzen, der von der Allgemeinheit abzugelten ist;

b) ein variabler Teil in Abhängigkeit des Wertes der Ressource

Können mit der Wasserkraft am Strommarkt Gewinne erzielt werden, resultiert ein zusätzlicher betriebswirtschaftlicher Nutzen. Dieser definiert sich über die Differenz zwischen den am Markt erzielbaren Erträgen und den Gestehungskosten der Wasserkraft. Es handelt sich also um einen variablen Teil, der in Abhängigkeit des Marktpreises von den Wasserkraftproduzenten zu bezahlen ist.

Dieses Modell ermöglicht eine faire Neuregelung ab 2020, indem die Standortkantone und -gemeinden weiterhin auf eine fixe Einnahmequelle zählen können und marktabhängig eine zusätzliche Abgeltung erhalten. Die Belastung für die Allgemeinheit ist zudem nicht höher als in Monopolzeiten. Gleichzeitig wird die Wasserkraftproduktion sachlogisch richtig entlastet. Dadurch leistet die Schweiz einen bedeutenden Beitrag für den Erhalt und die Modernisierung ihrer wichtigsten einheimischen Stromproduktion.

4.2 Parametrisierung des Modells

Mit einer Flexibilisierung des Wasserzinses können die Standortkantone und -gemeinden je nach Marktpreis am Gewinn der Kraftwerksbetreiber teilhaben. Voraussetzung dafür bildet die oben dargestellte Regelung mit einem fixen und einem variablen Teil.

Die Höhe des von der Allgemeinheit zu finanzierenden fixen Teils ist im politischen Prozess auszuhandeln. Als Anhaltspunkt könnte die Überlegung dienen, dass der Startwert für den Wasserzins im Jahr 1918 von 8.16 CHF/kW_B heute teuerungsbereinigt 41 CHF/kW_B entspräche.

Der variable Teil ist abhängig vom Wert der Ressource Wasser für die Stromproduktion und setzt definitiv dort ein, wo die erzielbaren Einnahmen die Gestehungskosten mindestens decken. Die durchschnittlichen Gestehungskosten der Schweizer Wasserkraftwerke betragen heute rund 7.2 Rp./kWh.¹ Gestützt auf diese durchschnittlichen Gestehungskosten liegt die relevante Preis-Untergrenze für den Start des variablen Teils bei 5.6 Rp./kWh (heutige Kosten abzüglich Wasserzins von 1.6 Rp./kWh).

Wie stark dieser variable Teil steigt, hängt entscheidend von der Höhe des fixen Teils ab, den die Allgemeinheit finanziert. Geht man von einem fixen Teil von 41 CHF/kW_B und der Preis-Untergrenze von 5.6 Rp./kWh aus, sollte der flexible Wasserzins bei einem Anstieg des Marktpreises von 1 CHF/MWh um 1 CHF/kW_B steigen (entspricht 10 CHF/kW_B bei einem Anstieg von 1 Rp./kWh). So könnte der Wille des Gesetzgebers von 2008, welcher einen Wasserzins von 100 CHF/kW_B bei Marktpreisen von rund 120 CHF/MWh bestimmte, gut wiedergegeben werden.

5. Weitere Bemerkungen

Der VSE begrüsst die Absicht des Bundesrates, bei Wasserkraftwerken, welche einen Investitionsbeitrag erhalten, die Zusatzproduktion während zehn Jahren vom Wasserzins zu befreien.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen und stehen Ihnen für weitere Auskünfte gern zur Verfügung.

Freundliche Grüsse



Michael Frank
Direktor



Stefan Muster
Bereichsleiter Wirtschaft und Regulierung

¹ Wasserzinsregelung ab 2020: Sonderdruck von SWV, VSE und Swisselectric, Download unter: https://www.strom.ch/fileadmin/user_upload/Dokumente_Bilder_neu/003_Energie/0001_Fokus_Wasserkraft/Wasserzins.pdf



Office fédéral de l'énergie OFEN
Section Force hydraulique
3003 Bern

revision-wrg@bfe.admin.ch

Sion, le 2 octobre 2017

Révision de la loi fédérale sur l'utilisation de la force hydraulique (LFH) Prise de position FMV

Madame la Présidente de la Confédération,
Mesdames, Messieurs,

FMV est une entreprise cantonale basée à Sion avec comme principales activités la production d'hydroélectricité, la distribution suprarégionale et le commerce d'électricité. Par le présent courrier, FMV souhaite attirer votre attention sur les éléments qui lui semblent essentiels.

Appréciation générale

FMV soutient le principe d'une redevance rétribuant les collectivités publiques pour la cession du droit d'usage particulier de la force hydraulique. Cette rétribution doit être fixée selon l'équité dans la durée, en tenant compte d'une part de la valeur particulière de la force hydraulique, pilier de l'approvisionnement en électricité selon la stratégie énergétique de la Confédération, d'autre part de l'exigence légale selon laquelle les taxes et autres redevances ne doivent pas grever sensiblement l'utilisation de la force hydraulique (art. 48 al. 1 et 2 LFH).

Dans les circonstances actuelles, la redevance hydraulique charge lourdement les coûts de production des exploitants d'aménagements hydroélectriques soumis au « marché » (dont FMV), qui, par conséquent, ne peuvent pas répercuter leurs coûts de production sur les clients dits « captifs ». Cette situation résulte principalement des conditions-cadres régissant actuellement le secteur électrique suisse. Force est de constater que ces conditions-cadres instituent une inégalité de traitement structurelle entre les acteurs de la branche.

FMV demande donc que des mesures soient prises de toute urgence pour établir rapidement une égalité de traitement entre tous les acteurs de la branche. Une fois ces correctifs apportés, le montant de la redevance hydraulique pourra être déterminé de façon objective, parallèlement à la définition d'un nouveau modèle de marché.

Remarques de détail sur les projets d'articles

Les points sur lesquels FMV souhaitons attirer l'attention du Conseil fédéral figurent ci-après :

- *Révision de l'art. 7 – Cours d'eau internationaux – compétences du Conseil fédéral*

Le projet d'article 7 confie expressément au Conseil fédéral la compétence d'accorder des droits d'utilisation des cours d'eau touchant la frontière nationale et de conclure les conventions internationales régissant les droits et obligations du concessionnaire.

Cette clarification des compétences est bienvenue et FMV prend acte de cette modification qui ne fait que préciser la pratique en cours. Le nouvel article 7 projeté suscite cependant quelques interrogations sur les modalités du droit de retour à l'échéance de la concession. Il y a lieu notamment de se demander comment ces droits de retour seront réglés lors du renouvellement d'une telle concession ou lors de l'octroi d'une nouvelle concession après échéance de l'existante. La coordination de ce régime avec les dispositions cantonales en matière de stratégie hydroélectrique doit également être précisée.

- *Révision de l'art. 49 LFH – Redevance hydraulique, nouveau plafond à 80 CHF/kW_{th} de 2020 à 2022*

La proposition de baisse de la redevance durant la période transitoire induit un allègement du déficit hydroélectrique de 75 MCHF/an après affectation à prix coûtant d'environ 50% de la production à l'approvisionnement de base. Cet allègement combiné à la prime de marché de 120 MCHF/an (art. 30 LEne) est significatif, mais il doit être complété par une amélioration rapide des conditions-cadres du marché de l'électricité suisse. Comme déjà mentionné, FMV juge urgent d'établir une égalité de traitement pour tous les acteurs de la branche, permettant à l'ensemble des acteurs de la force hydraulique de jouer leur rôle de piliers de l'approvisionnement électrique du pays.

- *Proposition alternative de révision de l'art. 49 LFH*

Le rapport explicatif esquisse une proposition alternative qui consisterait à limiter la réduction de la redevance de 110 à 80 CHF/kW_{th} aux centrales « nettement déficitaires ». Cette alternative, positive, peut être mise en œuvre par une adaptation de l'article 49 LFH. En outre, la notion de centrales « nettement déficitaires » doit être précisée, soit par un renvoi exprès à la procédure relative à la prime de marché (LEne art. 30) qui identifie les ayants-droits assumant le risque de prix (couverture des charges et vente sur le marché de l'électricité), soit par un nouveau modèle à définir dans la loi LFH ou dans son ordonnance d'application.

- *Nouvel art. 50a LFH – Réduction en cas d'octroi de contributions d'investissement*

Ce nouvel article propose d'exonérer pendant 10 ans les nouveaux aménagements ainsi que, en cas d'agrandissement ou de rénovation d'une installation existante, la puissance théorique supplémentaire, à la condition toutefois que les aménagements en question bénéficient d'une contribution à l'investissement au sens du nouvel article 26 LEne.

Cette proposition permet une réduction des coûts de production tout en préservant le montant global des redevances actuellement perçues par les collectivités publiques concernées. Elle peut donc être soutenue sur le principe.

Le projet d'article 50a soulève cependant des questions pratiques et juridiques. Tout d'abord, l'exonération proposée est conditionnée au versement de contributions à l'investissement. Dans la mesure où l'enveloppe globale allouée à ces contributions ne permettra certainement pas de couvrir la totalité des investissements qui seront réalisés, l'article 50a projeté introduit une inégalité de traitement qui heurte les principes généraux du droit. L'exonération devrait donc être accordée indépendamment du bénéfice ou non d'une contribution à l'investissement. Il y a lieu également de relever qu'à court terme les collectivités publiques disposant de droits d'eau pourraient retirer leur soutien aux projets susceptibles de bénéficier des effets de l'article 50a projeté, ce qui serait en contradiction avec les objectifs de la stratégie énergétique 2050.

Flexibilisation de la redevance hydraulique au-delà de la phase transitoire

FMV soutient le principe d'une flexibilisation de la redevance hydraulique qui permet d'indemniser équitablement, d'une part, l'utilisation de la ressource «eau» au moyen d'un montant de base fixe et de tenir compte, d'autre part, de sa valeur économique grâce à une part variable.

Afin d'être conforme à l'art. 48 LFH, le montant de base de la redevance doit permettre à la force hydraulique d'être rentable ou au minimum de couvrir les coûts de production et des services centralisés.

Dans l'analyse CEPE traitant des données 2000 à 2013, les coûts de production ont été estimés en moyenne à 6.2 ct/kWh. Ils correspondent à un prix de revient sortie usine soit sans intégration du coût des services centralisés pour l'asset management et la gestion énergétique. En intégrant les coûts des services centralisés, le prix de revient de l'électricité commercialisée est de 6.5 ct/kWh en moyenne selon l'étude Swisselectric établie sur des données 2011 à 2015. Les prix actuels sur le marché de gros pour les exploitants d'aménagements hydroélectriques soumis à ce marché étant de l'ordre de 4 ct/kWh, le déficit est de l'ordre de 2.5 ct/kWh en moyenne.

A la vision de ces quelques chiffres, il est évident que la pérennisation de la force hydraulique n'est pas uniquement tributaire du montant de la redevance hydraulique, mais surtout d'un modèle de marché qui lui permette d'obtenir un juste prix pour l'électricité renouvelable, indigène, flexible et prévisible qu'elle produit. C'est dans le cadre de ce nouveau modèle de marché que le montant de base de la redevance hydraulique pourra être arrêté en toute objectivité.

Le 27 juin 2017, l'OFEN a initié une analyse des coûts et recettes de la force hydraulique avec une collecte de données à large échelle. FMV soutient cette démarche. Elle contribuera, activement et en toute transparence, à la réalisation de toutes les analyses nécessaires afin d'aboutir à la flexibilisation de la redevance hydraulique mais aussi à l'identification du soutien adéquat et au modèle de marché à adopter sur le long terme.

D'ores et déjà, nous vous remercions, Madame la Présidente de la Confédération, Mesdames, Messieurs, de l'attention que vous accorderez à nos commentaires qui reflètent nos préoccupations à ce stade.

Pour toute question concernant nos remarques ou suggestions, nous sommes évidemment à votre entière disposition et prêts à collaborer dans toute analyse qui s'avèrerait nécessaire.

Veillez agréer, Madame la Présidente de la Confédération, Mesdames, Messieurs, nos salutations distinguées.



Paul Michellod
Directeur général

FMV SA



Sylvia Savary
Membre de la Direction

Bundesamt für Energie
Sektion Wasserkraft
3003 Bern

Jegenstorf, 4. Oktober 2017
Direktwahl: 031 763 22 38
azimmermann@elekra.ch

elektronisch an:
revision-wrg@bfe.admin.ch

Stellungnahme zur Revision des Wasserrechtgesetzes

Sehr geehrte Damen und Herren

Die Genossenschaft Elektra, Jegenstorf bedankt sich für die Möglichkeit, sich an der der Revision des Wasserrechtgesetzes zu äussern. Gerne nehmen wir in der eingeräumten Frist dazu Stellung.

Einleitende Bemerkung

Die Wasserkraft in der Schweiz ist heute, und vermutlich auch mittelfristig, das Rückgrat der Schweizer Stromproduktion. Die Bedeutung der Einnahmequelle Wasserzins für Standortkantone und -gemeinden von Wasserkraftwerken sind damit gegeben und auch unbestritten.

In der Zeit wo die Strombranche einem grossen Wandel und dabei den immer grösser werdenden Abhängigkeiten zum europäischen Strommarkt unterliegt, sind Reformen im Wasserrechtsgesetz notwendig.

Heutige Regelung passt nicht zum aktuellen Marktumfeld

Die geltende Wasserzinsregelung mit einem fixen Wasserzinsmaximum wird den heutigen regulatorischen und ökonomischen Gegebenheiten nicht mehr gerecht. Aufgrund der Marktöffnung definiert mittlerweile der Preis am europäischen Strommarkt den Wert der Ressource Wasser zur Stromproduktion in der Schweiz. In der langen Geschichte des Wasserzinses ist dies ein eigentlicher Paradigmenwechsel. In Zeiten von nationalem Handel mit Strom, stellten die Wasserzinsen einen Anteil des Strompreises dar. Mit dem vermehrten internationalen Handel von Strom hat es keine Relevanz mehr wie sich die Gestehungskosten zusammensetzen. Es gilt einzig der Marktpreis.

Das Wasserzinsmaximum wurde seit Einführung im Jahre 1918 von 8.16 CHF/kW_B in sieben Schritten auf heute 110 CHF/kW_B erhöht und hat sich damit teuerungsbereinigt knapp verdreifacht. Namentlich seit den 1980er-Jahren hat sich das Wasserzinsmaximum komplett von der Landesteuerung entkoppelt und wurde unter dem Eindruck steigender Strompreise allein in den letzten 20 Jahren verdoppelt - und dies bei laufenden Konzessionen, d.h. bei eigentlich vereinbarten Konditionen zur Nutzung der Ressource. Aktuell beläuft sich der Wasserzins auf rund 1,6 Rp./kWh und macht somit fast die Hälfte der am Markt erzielbaren Erträge aus. Der Wasserzins ist so zu einem bedeutenden Kostenfaktor für die Wasserkraftproduktion geworden, der in Tiefpreisphasen am Markt nicht mehr erwirtschaftet werden kann. Weil ausserdem Strom im Grosshandel in Euro gehandelt wird, trägt die Wasserkraft ein Wechselkursrisiko.

Die aktuelle Praxis der Wasserzinsen ist unter den herrschenden Umständen nicht tragbar.

Übergangsregelung schreibt Systemfehler fort

Der Bundesrat schlägt als Übergangslösung ab 2020 bis 2022 eine minimale Senkung des Wasserzinsmaximums auf 80 CHF/kW_B vor, was dem Niveau in den Jahren 1997 bis 2010 entspricht. Obwohl in dieser Entlastung für die finanziell stark angeschlagene Wasserkraft die Richtung der Anpassung stimmt, widerspricht eine solche Lösung im Grundsatz der oben dargelegten, seit 2009 geltenden neuen Ausgangslage für die Wasserkraft. Anders, als im erläuternden Bericht dargelegt, wird damit der Wasserzins gerade nicht an die veränderten Verhältnisse angepasst und der Systemfehler wird für weitere drei Jahre fortgeschrieben.

Das Festhalten an einer fixen Abgabe ist daher systemfremd. Eine dauerhafte und zukunftsfähige Regelung der Wasserzinse muss die Lage der Wasserkraft am Markt jederzeit abbilden. Eine solche Regelung sollte sofort und unabhängig von einem zukünftigen Marktmodell eingeführt werden, was mit einem Wasserzins im Maximum auf 50 CHF/kW_B erfolgen könnte.

Wie sich über die letzten Monate am Markt abgezeichnet hat, werden Wasserzertifikate um das x-fache gehandelt. Diesem Umstand soll Rechnung getragen werden und beispielhaft dazu dienen, Modelle welche marktnah sind zu verfolgen.

Die vorgeschlagene Variante ist unrealistisch und unfair

Die heute günstig produzierenden Produktionsanlagen werden mit einer solchen Variante bestraft, resp. die teuren Produzenten, welche ihre betriebswirtschaftlichen Aufgaben nicht erfüllten, dafür belohnt.

Damit ist die vorgeschlagene Variante diskriminierend und schlussendlich wettbewerbsverzerrend.

Grundlegende Überarbeitung des Gesetzesentwurfs

Ein künftiges Modell für die Berechnung des Wasserzinses soll marktorientiert und flexibel sein. Die Einführung eines fixen und eines variablen Teils erscheint somit zielführend. Mit dem Glauben, dass der Markt die richtigen Signale setzen wird, ist dem variablen Teil die grössere Bedeutung zuzuordnen, als dem Fixanteil.

Ebenso ist in der Frage wer die Kosten tragen soll der Marktgedanke relevant. Mit der Teilmarktöffnung gelten alle Energieversorger als marktberechtigt und können die von ihnen benötigte Energie, um die Endkunden zu beliefern, direkt am Markt einkaufen. Dieser Sachverhalt ist nicht bestritten und es besteht kein Anlass daran etwas anzupassen.

In der Folge sind die Wasserzinsen, fixer wie auch variabler Anteil, in die Gestehungskosten der Produktion einzurechnen. Es ist in der alleinigen Verantwortung des Produzenten seine Produktion, namentlich Strom und Herkunftsnachweise, am Markt zu verkaufen. Es ist von jeglicher Umlage von weiterer Kosten auf die Allgemeinheit abzusehen. Gerade mit der Erhöhung der KEV trägt die Allgemeinheit einen Teil der Unterstützung heimischer Wasserkraft. Modelle einer Grundversorgungsprämie, wie diese von Alpiq und Axpo vorgeschlagen werden, sind nicht marktorientiert und werden uns und unseren Endkunden abgelehnt.



Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Position.

Freundliche Grüße
Genossenschaft Elektra

Andreas Zimmermann
Direktor

Konrad Bossart
Leiter Verkauf

RHEINKRAFTWERK ALBBRUCK-DOGERN

AKTIENGESELLSCHAFT

Vorstand

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und
Kommunikation (UVEK)
Frau Bundespräsidentin Leuthard
Bundeshaus Nord
3003 Bern
Schweiz

revision-wrg@bfe.admin.ch

Laufenburg, 09.10.2017

Vernehmlassung zur Revision Wasserrechtsgesetz (WRG) Stellungnahme Rheinkraftwerk Albruck-Dogern AG (RADAG)

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin,
sehr geehrte Damen und Herren,

wir danken Ihnen für die Möglichkeit der Stellungnahme zur vorliegenden Revision des Bundesgesetzes über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte (Wasserrechtsgesetz, WRG; SR 721.80).

Stellungnahme der RADAG zu Art. 7 WRG:

In Art. 7 WRG soll die Zuständigkeit des Eidgenössischen Departements für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (Departement) bei der Nutzung von Wasserkraft durch Grenzkraftwerke eindeutig festgelegt und klar verständlich formuliert werden. Außerdem wird die Zuständigkeit für den Abschluss von internationalen Vereinbarungen im Zusammenhang mit der Nutzung der Wasserkraft durch Grenzkraftwerke auf den Bundesrat übertragen.

Wir sind mit der Änderung des Art. 7 WRG aus folgenden Gründen - teilweise - einverstanden:

- Die bisherige Regelung für die Zuständigkeit bei der Nutzung von Wasserkraft durch Grenzkraftwerke war nicht in jeglicher Hinsicht klar. Die vorgeschlagenen Formulierungen sind eindeutiger, was im Bereich der Zuständigkeit wichtig ist.
- Im Grundsatz finden wir es auch richtig, dass der Bund bzw. das Departement die Leistungen für die Erteilung des Nutzungsrechts festlegt. Allerdings erscheint es uns nicht richtig, dass der Bund hier quasi einen blinden Nachvollzug kantonalen Rechts vornehmen soll. Wenn er zu internationalen Vereinbarungen ermächtigt ist und auch die internationale

Aufsichtsrat:

Dr. Hans Friedrich Bünting
(Vorsitzender)

Vorstand:

Dr.-Ing. Nicolaus Römer
Dr. Stefan Vogt

Postanschrift:

Säckinger Str. 67
79725 Laufenburg

T +49 (0) 7763 9278-0

F +49 (0) 7763 9278-86111

Sitz der Gesellschaft:
Waldshut-Tiengen

Eingetragen beim
Amtsgericht Freiburg i. Br.

Handelsregister-Nummer
HRB 620154

Abstimmung vornehmen sollte (vgl. hierzu unsere Bemerkungen zu Art. 7 Abs. 2), dann ist es unseres Erachtens aber wichtig, zu sagen, dass er die Leistungen festlegt und dabei das kantonale Recht berücksichtigt, soweit es sich mit seiner Sicht vereinbaren lässt. So wie formuliert muss das Departement die Leistungen *nach Maßgabe des kantonalen Rechts* festlegen; da die meisten Kantone immer das *Wasserzinsmaximum* als (einzig mögliche) Leistungshöhe im Bereich des Wasserzinses vorsehen, besteht kein Handlungsspielraum, wenn man so formuliert wie vorgeschlagen. Dann sind aber auch internationale Vereinbarungen und internationale Abstimmungen sinnlos, wenn sie im Bereich der Leistungen (insbesondere des Wasserzinses) gar nicht umgesetzt werden können.

Richtigerweise müsste Art. 7 Abs. 1 lit. c WRG wie folgt formuliert werden:

... die Leistungen und Bedingungen für die Erteilung der Nutzungsrechte festzulegen; es berücksichtigt dabei das kantonale Recht soweit möglich;

Nur so ist es möglich, die Besonderheiten der Grenzkraftwerke zu berücksichtigen. Wird formuliert wie im Entwurf vorgesehen, tritt die unhaltbare Situation ein, dass der Bund trotz besserer Erkenntnis (unter anderem durch den Austausch mit dem Ausland) nichts anderes verfügen kann, als ihm der Kanton in seiner eigenen Gesetzgebung vorgibt. Dann wird auch die Bundeszuständigkeit obsolet. Bei der Regelung darf nicht vergessen werden, dass es sich um ein Bundesgesetz handelt, das dereinst auch vom Bundesgericht beachtet werden muss mit der Folge, dass im Bereich der Leistungen allein der Kanton über deren Höhe bestimmt und das Departement dazu, obwohl im Grundsatz zuständig, nichts zu sagen hat.

Wir sehen deshalb in der von uns vorgeschlagenen Neuformulierung des Art. 7 Abs. 1 lit. c WRG den richtigen Weg, die Besonderheiten bei den Stromlieferungen und der Steuer- und Abgabenbelastung angemessen zu berücksichtigen und im Übrigen dem Bund bei der Festlegung der Leistungshöhe zumindest einen gewissen Spielraum zu belassen.

Wir bitten darüber hinaus, die folgenden Hinweise bei der Änderung des Art. 7 WRG zu berücksichtigen:

Zu Art. 7 Abs. 1 lit. e:

Nach dieser Formulierung ist das Departement bei Grenzkraftwerken dafür zuständig, Sanierungsmaßnahmen und Maßnahmen betreffend den Betrieb anzuordnen. Im Einzelfall kann das Departement den Kanton zur Anordnung der notwendigen Maßnahmen ermächtigen.

Nach unserer Meinung ist diese Formulierung insofern etwas unklar, als nicht ersichtlich ist, auf welcher gesetzlichen Grundlage die Anordnung von Maßnahmen durch das Departement bzw. durch den Kanton beruhen, sowie um welche Art von Maßnahmen es sich dabei handelt. Deshalb kann die Meinung entstehen, Art. 7 selbst sei diese gesetzliche Grundlage – dieser Eindruck wird verstärkt durch die missverständliche Marginale zu diesem Regelungskomplex im WRG, die von „Rechten“ des Bundes spricht. Wir gehen davon aus, dass dies nicht so gemeint ist, fänden es aber sinnvoll, das zumindest in den Erläuterungen auch noch zuhanden der Materialien klar zu sagen, damit dereinst keine Diskussionen zu diesem Punkt aufkommen.

Denn: Grundsätzlich fällt die Entscheidung und Umsetzung von Sanierungsmaßnahmen und Maßnahmen betreffend den Betrieb in den Aufgabenbereich der Geschäftsleitung eines Unternehmens. Bezüglich behördlicher Anordnungen ist die zugrundeliegende Konzession maßgeblich.

Im erläuternden Bericht zur Änderung des Wassergesetzes (Vernehmlassungsvorlage) vom 21. Juni 2017, Ziff. 1.2, letzter Absatz, wird darauf hingewiesen, dass sich die Sanierungspflichten aus den Bundesgesetzen über den Schutz der Gewässer und der Fischerei ergeben („zu denken“). Gleichwohl hat die Nennung dieser beiden Sachgebiete ein wenig einen beispielhaften Charakter und man fragt sich, ob auch weitere Maßnahmen verfügt werden können allein gestützt auf Art. 7 als gesetzliche Grundlage – davon gehen wir nicht aus. Es wäre deshalb angezeigt, das auch klar zu sagen.

Wir bitten um eine entsprechende Präzisierung des rechtlichen Rahmens und um ergänzende, klarstellende Erläuterungen bei der Formulierung des Art. 7 Abs. 1 lit. e WRG. Es muss gewährleistet sein, dass durch den neuen Art. 7 Abs. 1 lit. e WRG keine zusätzlichen neuen Verpflichtungen für die Grenzkraftwerke entstehen. Wir könnten uns den folgenden letzten Satz in Ziff. 1.2 der Erläuterungen vorstellen:

Insbesondere handelt es sich bei Art. 7 Abs. 1 lit. e WRG nur um eine Zuständigkeitsnorm, die nicht ermöglicht, gestützt auf diese Norm selbst neue Verpflichtungen zu begründen; die gesetzliche Grundlage für neue Pflichten muss sich aus einer anderen Bestimmung des WRG oder aus anderen Gesetzen ergeben.

Zu Art. 7 Abs. 2:

Wir sind mit der Delegation der Zuständigkeit für internationale Vereinbarungen an den Bundesrat einverstanden.

Im bisherigen Art. 49 Abs. 1 Satz 3 des WRG ist die Verpflichtung des Bundes enthalten, bei jeder Änderung des Wasserzinsmaximums für die notwendige internationale Abstimmung zu sorgen. Die neue Formulierung bezüglich der internationalen Abstimmung durch den Bundesrat ist als Kann-Vorschrift formuliert. Nach dem erläuternden Bericht zur Änderung des Wasserrechtsgesetzes (Vernehmlassungsvorlage) vom 21. Juni 2017, Ziff. 1.3 Abs. 5 letzter Satz, ist der Wegfall der Verpflichtung zur internationalen Abstimmung begründet durch die weiterhin bestehende völkerrechtliche Verpflichtung, anderen Staaten keinen Schaden zuzufügen und sich bei der gemeinsamen Nutzung der Wasserkraft von Grenzgewässern ins Einvernehmen zu setzen.

Wir sind der Meinung, dass aufgrund der Erfahrungen aus der Vergangenheit, sowie der bevorstehenden Änderungen bei der zukünftigen Wasserzinserhebung die internationale Abstimmung *unbedingt erforderlich* ist. Insbesondere für die Grenzkraftwerke ist die Abstimmung über Regelungen und Gesetze und die daraus folgende Belastung mit Steuern und Abgaben zwingend erforderlich. Wenn die internationale Abstimmung bereits aufgrund der völkerrechtlichen Verpflichtung besteht, kann auch eine zusätzliche Verpflichtung im WRG für alle Beteiligten nicht nachteilig sein. Es ist klar, dass die Revision faktisch eine erhebliche Verschlechterung dieses nun seit Jahrzehnten ausgeübten Ablaufes zur Folge haben wird; die Erläuterung, wonach man ja gleichwohl eine Abstimmung vornehmen kann, täuscht über diesen Umstand in ungerechtfertigter Weise hinweg.

Auch die Bemerkung, Völkergewohnheitsrecht (!) verlange die Abstimmung, spricht gegen die vorgenommene Streichung. Die Aufhebung der Bestimmung führt zu neuen Unsicherheiten und gefährdet die Rechtssicherheit damit erheblich. Es ist viel eher gewünscht, diesen Vorgang im Gesetz zu konkretisieren. Dies belegen auch die Verfahren in der Vergangenheit, als vergessen wurde, die internationale Abstimmung vorzunehmen; wie bekannt hat das Bundesgericht dies korrigiert. Mit der vorgesehenen Regelung ist es dem Department dereinst unbenommen, die internationale Abstimmung nicht vorzunehmen, etwa mit der Begründung, sie sei nicht nötig. Die Grenzkraftwerke werden dann keine Möglichkeit haben, eine Abstimmung tatsächlich zu erlangen, weil sie im Gesetz gar nicht mehr vorgesehen ist. Wir erachten deshalb die Erläuterungen als irreführend; es ist damit sehr wohl eine materielle Änderung verbunden und zwar eine Änderung, die aus Sicht der Grenzkraftwerke wesentlich ist.

Wir lehnen diese Änderung klar ab und beantragen, die internationale Abstimmung wieder in den Gesetzestext aufzunehmen und das Vorgehen zu konkretisieren, damit klar ist, was zum Beispiel bei einer Änderung des Wasserzinsmaximums oder der für das Jahr 2023 geplanten Einführung eines flexiblen Modells im internationalen Verhältnis wann zu tun ist. Dies dient, wie die diesbezüglichen Verfahren vor dem Bundesverwaltungsgericht und dem Bundesgericht gezeigt haben, auch der Rechtssicherheit.

Stellungnahme der RADAG zu Art. 49 WRG:

Die RADAG begrüßt zunächst, dass der Schweizer Gesetzgeber nunmehr erkannt hat, „dass sich weder die Teuerung noch die Preisentwicklung für Spitzen- und Regelenergie so entwickelt haben, wie im Bericht zur parlamentarischen Initiative 08.445 dargestellt worden war“ und dass damit die 2011 eingeleitete Anhebung des Wasserzinsmaximums auf 100 bzw. 110 Fr./BkW jeder wirtschaftlichen Grundlage entbehrt. Die RADAG begrüßt daher ferner, dass der Schweizer Gesetzgeber eine Gefährdung der Wasserkraftnutzung infolge einer wirtschaftlich nicht tragfähigen Überabschöpfung der Ertragspotenziale durch Wasserzinsen zukünftig vermeiden möchte. Die bis zu einer strukturellen Reform der Wasserzinserhebung vorgeschlagene übergangsweise Absenkung des Wasserzinsmaximums auf 80 Fr./BkW kann zwar als Schritt in die richtige Richtung gewertet werden. Die geplante Absenkung ab dem Jahr 2020 ist aber keinesfalls ausreichend, um die dringend erforderliche wirtschaftliche Stabilisierung der Schweizer Wasserkraft in den nächsten Jahren zu gewährleisten.

Auch wenn die Wirtschaftlichkeit der Wasserkraftnutzung letztlich immer von den konkreten Rahmenbedingungen des Einzelfalls abhängig ist, lässt sich die fortgesetzte wirtschaftliche Schiefelage auf Basis der im Erläuterungsbericht dargestellten durchschnittlichen Kostendaten (Quelle: ETH) in Verbindung mit den zu erwartenden Erlöspotenzialen der Wasserkraftwerke, die auf dem freien Markt ihren Strom anbieten, klar verdeutlichen. Hierfür sind folgende Erwägungen maßgebend:

- Gemäß den angeführten Daten der ETH betragen die durchschnittlichen Stromgestehungskosten der Schweizer Wasserkraft in den Jahren 2000-2013 ohne Wasserzins ca. 57 Fr./MWh (inkl. angemessener Verzinsung des Eigenkapitals von 6,7 Fr./MWh sowie abzuführender Gewinnsteuern von 2 Fr./MWh). Die angemessene Eigenkapitalverzinsung dient der Kompensation des unternehmerischen Risikos der Wasserkraftnutzung und ist für einen nachhaltigen Betrieb zwingend erforderlich.

RHEINKRAFTWERK ALBBRUCK-DOGERN

AKTIENGESELLSCHAFT

Vorstand

- Laut den Berechnungen der ETH erhöht ein Wasserzins von 110 Fr./BkW die Stromgestehungskosten um durchschnittlich ca. 15,5 Fr./MWh. Daraus lässt sich folgern, dass jeder Franken Wasserzins im Durchschnitt mit ca. 0,14 Fr./MWh zu den Stromgestehungskosten beiträgt.
- Die durchschnittlichen Erlöse am Spotmarkt (BASE) stellen die Haupterlöskomponente der frei vermarktenden Kraftwerke dar. Für das laufende Jahr 2017 wird ein Schätzwert auf Basis des Durchschnitts der ersten beiden Quartale (43,13 Fr./MWh, Quelle: UVEK/BFE) sowie des Swissix Terminmarktkontrakts für das 4. Quartal (45,91 Fr./MWh, Quelle: EEX vom 21.07.17) zugrunde gelegt; für die Jahre 2018 und 2019 ist mit den bereits gehandelten Swissix Terminmarktkontrakten eine aussagekräftige Marktindikation verfügbar (2018: 37,32 Fr./MWh, 2019: 34,69 Fr./MWh, Quelle: EEX vom 21.07.17). Für die Jahre 2020-2022 ist leider noch kein Terminmarktkontrakt verfügbar. Eine Indikation bieten jedoch die Terminmarktnotierungen für die deutsch-österreichische Preiszone. Hierbei ist zu beachten, dass das Schweizer Preisniveau aufgrund der teilweise voll ausgelasteten Grenzkuppelkapazitäten nicht vollständig mit der deutsch-österreichischen Preiszone konvergiert, sondern strukturell höherpreisig ist. Für die Jahre 2018 und 2019 zeigt sich am Terminmarkt, dass die Schweizer Kontrakte jeweils ca. 18% über den deutsch-österreichischen Kontrakten notieren (unter Zugrundelegung eines Wechselkurses von 1,1 Fr. je €). Dieser Preisaufschlag wird für die Folgejahre fortgeschrieben, so dass sich aus den bereits gehandelten Terminmarktkontrakten für die deutsch-österreichische Preiszone eine aus heutiger Sicht tragfähige Indikation für das Schweizer Preisniveau ableiten lässt (2020: ca. 38 Fr./MWh, 2021: ca. 40 Fr./MWh, 2022: ca. 41 Fr./MWh). Für eine weitergehende Markterholung sehen wir derzeit keine Anhaltspunkte.
- Weitere Erlöse aus Flexibilität, Grünstromzertifikaten fallen für Laufwasserkraftwerke nur in einem geringen Umfang an. Im Folgenden wird angenommen, dass diese Erlöskomponenten ca. 5% Zusatzerlöse gegenüber einer alleinigen Vermarktung am Spotmarkt ermöglichen (Bei Speicherkraftwerken können die Erlöspotenziale ggf. deutlich höher sein, z. B. Fokussierung auf Peakzeiten, Vermarktung von Flexibilität, dafür liegen ihre durchschnittlichen Stromgestehungskosten aber auch höher).
- Gemäß § 30 des aktualisierten Energiegesetzes (EnG) sollen „notleidende“ Wasserkraftwerke für 5 Jahre eine Marktprämie i. H. v. höchstens 10 Fr./MWh erhalten (voraussichtlich ab 2018). Für die folgende Betrachtung sei optimistisch der „Best Case“ unterstellt, dass die durchschnittliche Wasserkraftnutzung im betrachteten Zeitraum über 5 Jahre in den vollen Genuss der Marktprämie kommt.
- Aus der Gegenüberstellung der durchschnittlichen Erlöse vom Spotmarkt und der sonstigen Erlöse einerseits sowie der durchschnittlichen Stromgestehungskosten (ohne Wasserzins) andererseits, ergibt sich das maximal je produzierter MWh durch den Wasserzins abschöpfbare Potenzial im Sinne einer durchschnittlichen Vollabschöpfung. Dieses maximale Abschöpfungspotenzial je MWh lässt sich über den oben genannten durchschnittlichen Zusammenhang (1 Fr./BkW entspricht 0,14 Fr./MWh) in einem wirtschaftlich maximal tragfähigen Wasserzins überführen. Vergleicht man nun diesen mit dem tatsächlichen bzw. geplanten Wasserzins im Betrachtungsjahr resultiert entweder eine Über- oder Unterabschöpfung. Um die wirtschaftliche Nachhaltigkeit einer (durchschnittlichen) Wasserkraftnutzung nicht zu gefährden, sollten sich Über- und Unterabschöpfungen innerhalb eines Mittelfristzeitraums die Waage halten.

RHEINKRAFTWERK ALBBRUCK-DOGERN

AKTIENGESELLSCHAFT

Vorstand

Ausgehend von diesen Erwägungen ergibt sich folgendes Bild für den Zeitraum 2015 (Anhebung des Wasserzinses auf 110 Fr./BkW) bis 2022 (Ende des in Rede stehenden Übergangszeitraums):

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Erlöse BASE Spotmarkt in Fr./MWh ¹	42	41	44	41	38	38	40	41
Zusatzerlöse (Flexibilität, Grünstrom)	2	2	2	2	2	2	2	2
Marktprämie gemäß § 30 EnG („Best Case“)				10	10	10	10	10
durchschnittliche Stromgestehungskosten ohne Wasserzins in Fr./MWh ²	47	47	47	47	47	47	47	47
Maximales Abschöpfungspotenzial in Fr./MWh	-3	-3	0	7	4	4	5	6
Maximal tragfähiger Wasserzins in Fr./BkW	-20	-22	-2	47	25	25	36	46
tatsächlicher bzw. geplanter Wasserzins in Fr./BkW	110	110	110	110	110	80	80	80
Resultierende Überabschöpfung in Fr./BkW	130	132	112	63	85	55	44	34

Es zeigt sich deutlich, dass im Zeitraum bis 2019 aus wirtschaftlicher Sicht **keinerlei** Abschöpfungspotenzial für den Wasserzins besteht (wie auch bereits in den letzten Jahren). Stattdessen wird die massive Überabschöpfung der vergangenen Jahre auch in diesem und den beiden folgenden Jahren absehbar fortgesetzt, so dass weiterhin nicht nur jeglicher Gewinn abgeschöpft wird, sondern nicht einmal die Produktionskosten gedeckt werden können. Auch die ab 2020 geplante Absenkung auf 80 Fr./BkW kann nicht bewirken, dass eine durchschnittliche Wasserkraftnutzung einen risikoadäquaten unternehmerischen Gewinn erzielen kann. **Folglich würde über weitere sechs Jahre das Eigenkapital der Anteilseigner aufgezehrt.**

¹ Quelle UVEK/BFE für die Jahre 2015 und 2016.

² Hierbei wird bereits unterstellt, dass die Kosten der Wasserkraftnutzung über den gesamten Zeitraum nominal konstant gehalten werden können, dass also Preissteigerungen bei Löhnen und Material durch zusätzliche Effizienzmaßnahmen ausgeglichen werden können.

Vor diesem Hintergrund wäre eigentlich eine **sofortige** Reduktion des Wasserzinses auf deutlich unter 80 Fr./BkW zwingend erforderlich. Da eine frühzeitigere Reduktion offenbar den Kantonen nicht vermittelbar ist, ist zumindest für den in Rede stehenden Zeitraum von 2020-2022 eine **Reduktion auf einen wirtschaftlich tragfähigen Satz von 35 Fr./BkW** unabdingbar, welcher den Mittelwert der Jahre 2018-2022 aus der obigen Tabelle darstellt. Und auch dieser reduzierte Wasserzins von 35 Fr./BkW ist aus heutiger Sicht nur wirtschaftlich tragfähig, wenn die Branche flächendeckend und in vollem Maße die Marktprämie in Anspruch nehmen kann und keinen weiteren Belastungen ausgesetzt wird. Da es sich zudem um eine „Durchschnittsbetrachtung“ handelt, wären möglicherweise einige Wasserkraftnutzungen mit überdurchschnittlichen Kosten auf diesem Niveau existenziell gefährdet.

Abschließend ist anzumerken, dass eine Reduktion auf 35 Fr./BkW angesichts der fortgesetzten massiven Überabschöpfung in den kommenden zwei Jahren auch den Kantonen zugemutet werden kann, die aus der Überabschöpfung entsprechende Rücklagen für die Jahre 2020-2022 bilden sollten. Mit Blick auf die angestrebte Neuordnung des Wasserzinnsystems ab 2022 ist ohnehin eine strukturelle Anpassung der kantonalen Finanzplanung erforderlich, die die Abhängigkeit von einem langfristig fixierten Wasserzinsaufkommen reduziert.

Stellungnahme der RADAG zu Art.49 WRG – Variante: Absenkung gilt nur für „notleidende Kraftwerke“:

Die RADAG erachtet diese Variante als nicht zielführend. Die oben aufgezeigte Kosten- und Erlössituation der Schweizer Wasserkraft zeigt eindeutig, dass die fehlende Wirtschaftlichkeit ein breites Branchenproblem ist. Es besteht also gerade kein punktueller Handlungsbedarf für einzelne Standorte, sondern die Notwendigkeit zu einer allgemeinen Absenkung der Wasserzinsen. Vor diesem Hintergrund erscheint eine einzelfallbezogene Prüfung entbehrlich, da sie – insbesondere vor dem Hintergrund der komplexen Gesellschaftsstrukturen (z. B. Jahreskostengesellschaften) – lediglich zu bürokratischem Zusatzaufwand führen würde. Hinzu kommt, dass dieses Vorgehen mit der Rechtsgleichheit kaum vereinbar ist; es hat auch zur Folge, dass derjenige Wasserkraftbetreiber, der alles versucht, die Kosten tief zu halten und effizient wirtschaftet, gegenüber demjenigen bestraft wird, den das weniger kümmert.

Stellungnahme der RADAG zu Art. 50a WRG:

Wir befürworten die Ermäßigung beim Wasserzins für Wasserkraftwerke, für die ein Investitionsbeitrag nach Art. 26 EnG bewilligt wurde.

Allerdings gewährt der vorliegende Gesetzestext die 10-jährige Befreiung vom Wasserzins bei bestehenden Anlagen nur auf die zusätzliche Bruttoleistung (Art. 50a WRG Punkt b). Dies würde in den meisten Fällen einen Großteil der erneuerten Kraftwerksleistung nicht erfassen und damit Bestandsanlagen gegenüber Neuanlagen benachteiligen, da nicht jede Erneuerung auch mit einer gleichzeitigen Leistungserweiterung einhergeht.

Eine umfassende Erneuerung eines Wasserkraftwerks ist in größeren zeitlichen Abständen (nach mehreren Jahrzehnten) unabdingbar, um den Bestandserhalt zu gewährleisten. Hierbei müssen wesentliche Komponenten komplett ausgetauscht oder generalüberholt werden, da sie das Ende ihrer Lebenszeit erreicht haben. Die hierfür erforderlichen Investitionen sind von erheblichem Ausmaß.

Ohne diese Maßnahmen jedoch wäre ein weiterer Betrieb des Kraftwerks nicht möglich, was zur Folge hätte, dass es stillgelegt werden würde. Eine Erneuerung eines Wasserkraftwerks vermeidet daher eine Außerbetriebnahme des selbigen, was einer Leistungsverminderung gleich käme. Somit fördert eine Investition in die Erneuerung einer bestehenden Anlage auf ähnliche Weise die Nutzung des verfügbaren Wasserkraftpotentials wie der Bau einer neuen Anlage - in dem einen Fall durch die Vermeidung der Stilllegung und im anderen Fall durch eine zusätzliche Anlage.

Zur Erreichung des Ziels einer möglichst hohen Ausnutzung des vorhandenen Wasserkraftpotentials, ist die Sicherung der bereits bestehenden Kapazitäten sogar das deutlich effektivere Instrument. Da das Potential für Neuanlagen bereits zum großen Teil ausgeschöpft ist, ist hier nur eine marginale Steigerung der gesamten installierten Bruttoleistung möglich. Demgegenüber steht das Risiko, dass erhebliche Erzeugungskapazitäten aufgrund von nicht wirtschaftlichen - jedoch für den Fortbestand notwendigen - Erneuerungsmaßnahmen außer Betrieb genommen werden müssen und damit die installierte Bruttoleistung sinkt.

Um diesem Risiko zu begegnen, sollten erhebliche Erneuerungen und damit Investitionen in den Erhalt von bestehenden Anlagen gleichermaßen gefördert werden wie Investitionen in Neuanlagen. Richtigerweise wird die „Erneuerung“ auch bereits explizit neben der „Erweiterung“ im Gesetz genannt (Art. 50a WRG Punkt b). Konsequenterweise sollte dann aber bei einer Erneuerung auch für die **gesamte erneuerte Bruttoleistung** die befristete Ermäßigung vom Wasserzins gewährt werden. Nach derzeitigem Wortlaut wird diese Ermäßigung jedoch nur auf die **zusätzliche Bruttoleistung gewährt**. Da bei einer Erneuerung jedoch nur zu einem, wenn überhaupt, kleinen Teil die Bruttoleistung erhöht wird, wäre die mit dem Gesetz realisierte Förderung in der Praxis fast nicht vorhanden. Damit die Förderung auch in der Praxis greift und dem Stilllegen von Wasserkraftwerken entgegen wirkt, sollte daher wie oben beschrieben die Ermäßigung vom Wasserzins bei einer erheblichen Erneuerung für die gesamte erneuerte Bruttoleistung gewährt werden.

Stellungnahme der RADAG zu Art. 51 WRG:

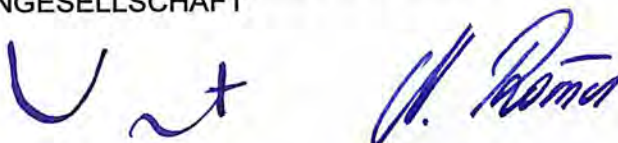
Die RADAG unterstützt eine grundsätzliche Reform der Wasserzinssystematik in Form eines flexiblen Modells auf Basis einer fixen und variablen Wasserzinskomponente, da nur ein solches Modell den wirtschaftlichen Wert der Ressource Wasser abbilden und damit eine nachhaltige Grundlage für einen langfristigen volkswirtschaftlichen Interessenausgleich darstellen kann. Die genaue Ausgestaltung und Parametrisierung wird jedoch noch einer sorgfältigeren Analyse bedürfen. In diesem Zusammenhang sollte konsequenterweise auch die konkrete Berechnung des Wasserzinses berücksichtigt und eine Neuausrichtung auf die effektive Erzeugung geprüft werden.

Wir danken Ihnen, sehr geehrte Frau Bundespräsidentin, sehr geehrte Damen und Herren, für die Möglichkeit der Stellungnahme zur Revision des Wasserrechtsgesetzes.

Bei Rückfragen zu unserer Stellungnahme stehen wir Ihnen natürlich gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

RHEINKRAFTWERK ALBBRUCK-DOGERN
AKTIENGESELLSCHAFT



Eidgenössisches Department für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Frau Doris Leuthard
Bundesrätin
Bundeshaus Nord
3003 Bern

Per Mail an: revision-wrg@bfe.admin.ch

Sachbearbeiter/in: michael.roth@ekwstrom.ch

Zernez, 10.10.2017

Vernehmlassung zur Revision Wasserrechtsgesetz (Wasserzinsregelung nach 2019) Stellungnahme EKW

Sehr geehrte Frau Bundesrätin
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit, zur vorliegenden Revision des «Bundesgesetzes über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte» (Wasserrechtsgesetz, WRG; SR 721.80) und damit zur «Wasserzinsregelung nach 2019» Stellung nehmen zu können. Gerne nehmen wir diese Gelegenheit wahr und senden Ihnen in der anberaumten Frist unsere Bemerkungen und Anträge zu dieser für die einheimische Wasserkraft so wichtigen Vorlage.

Einführende Bemerkungen

Die Engadiner Kraftwerke AG (EKW) wird seit 1954 als Partnerwerk geführt und beschäftigt sich mit dem Bau und Betrieb von Kraftwerken zur Nutzbarmachung der Wasserkräfte des Engadins und benachbarter Einzugsgebiete. Mit einer mittleren Jahresproduktion von rund 1400 Millionen Kilowattstunden gehört EKW zu den grössten Stromproduzenten der Schweiz.

EKW hat aufgrund ihrer Wasserzinszahlungen ein erhebliches Interesse an der Ausgestaltung der Gesetzesrevision. EKW zahlt durchschnittlich rund CHF 19.7 Mio. Wasserrechtsabgaben (CHF 9.3 Mio. Wasserzinsen an die Gemeinden sowie CHF 10.4 Mio. Wasserwerksteuer an den Kanton). Verglichen mit den Partnerkosten (Jahreskosten) von durchschnittlich CHF 71.1 Mio. betragen die Wasserrechtsabgaben durchschnittlich 27.7 %.

Unsere Stellungnahme haben wir eng mit dem Schweizerischen Wasserwirtschaftsverband (SWV) abgestimmt.

Grundhaltung von EKW zur Wasserzinsregelung

Wasserzins im Grundsatz unbestritten

Der Wasserzins, wie er vor hundert Jahren als Abgeltung für die Nutzung der Ressource Wasser zur Stromproduktion auf eidgenössischer Ebene ins Gesetz aufgenommen wurde, wird von EKW nicht grundsätzlich in Frage gestellt. Die Bedeutung dieser Einnahmequelle für die Standortkantone und noch ausgeprägter für einzelne Standortgemeinden von Wasserkraftwerken ist angesichts von jährlichen

Wasserzinszahlungen von heute insgesamt CHF 550 Millionen offensichtlich. Ebenso augenscheinlich ist allerdings, dass sich der Wasserzins in den letzten Jahrzehnten durch ständige und im Rückblick masslose Erhöhungen zu einem bedeutenden und im aktuellen Umfeld durch die Produzenten nicht mehr finanzierbaren Kostenfaktor der einheimischen Wasserkraft entwickelt hat.

Heutige Regelung ist unvereinbar mit der Marktöffnung

Die geltende Regelung mit einem fixen und immer wieder erhöhten Wasserzinsmaximum wird den heutigen regulatorischen und ökonomischen Gegebenheiten nicht mehr gerecht. Aufgrund der Marktöffnung definiert mittlerweile der Preis am europäischen Markt den Wert der Ressource Wasser zur Stromproduktion in der Schweiz. In der langen Geschichte des Wasserzinses ist dies ein eigentlicher Paradigmenwechsel. Denn bis zur teilweisen Öffnung des Endkundenmarktes im Jahre 2009 trugen alle Schweizer Endverbraucher die Wasserzinsen als Teil der Gestehungskosten der Wasserkraft solidarisch. Das ist seither nicht mehr der Fall: der Wasserzins bleibt an den im Markt stehenden Wasserkraftproduzenten hängen, die bei den aktuellen Marktpreisen Verluste schreiben. Das widerspricht klar der seit der Einführung der Wasserzinsen geltenden Zielsetzung des Gesetzgebers, «der fiskalischen Belastung der Wasserkraftwerke eine Grenze zu setzen» (Botschaft, 1912) damit «die Leistungen [die dem Konzessionsnehmer auferlegt werden] in ihrer Gesamtheit die Ausnutzung der Wasserkräfte nicht wesentlich erschweren» (WRG Art. 48 Abs. 2). Die nur unvollständig umgesetzte Marktöffnung schafft zudem verschiedene Ungleichbehandlungen; nur diejenigen gebundenen Endkunden, die von Versorgern mit Beteiligungen an Wasserkraftwerken beliefert sind, werden mit der Abgabe belastet; die übrigen gebundenen Endkunden sowie die grossen Verbraucher, die sich direkt am Markt versorgen, leisten keinen Beitrag an die Abgeltung für die Wasserkraftnutzung. Das ist umso störender, als ja alle Endverbraucher in der Schweiz von den Beiträgen der einheimischen Wasserkraft zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit profitieren und auch die vom Stimmvolk bestätigte Energiestrategie des Bundes ein allgemeines bzw. nationales Interesse an der Nutzung der Wasserkraft postuliert.

Gewichtige Wettbewerbsnachteile für die Schweizer Wasserkraft

Wegen der lokalen und regionalen Versorgungsmonopole bestanden in der Vergangenheit also völlig andere Voraussetzungen für die Finanzierung der Wasserzinsen. Ohne die Notwendigkeit, die herrschenden Marktentwicklungen beachten zu müssen, wurde das Wasserzinsmaximum in den vergangenen hundert Jahren von der Politik denn auch in mehreren Schritten von 8.16 CHF/kWB auf 110 CHF/kWB angehoben. Teuerungsbereinigt entspricht dies einer Verdreifachung der Abgabe. Namentlich seit den 1980er-Jahren hat sich das Wasserzinsmaximum komplett von der Landesteuerung entkoppelt und wurde unter dem Eindruck steigender Strompreise allein in den letzten 20 Jahren verdoppelt - und dies wohlverstanden bei laufenden Konzessionen, das heisst: bei eigentlich vereinbarten Konditionen zur Nutzung der Ressource (vgl. Abbildung 1).

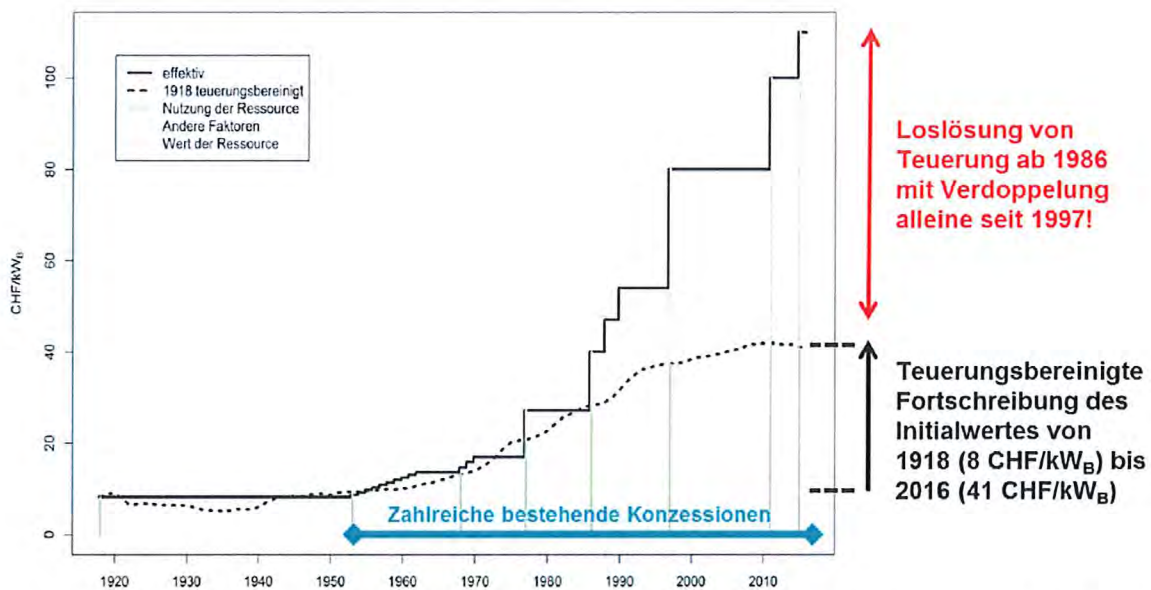


Abbildung 1: Entwicklung Wasserzinsmaximum 1918-2019 mit Loslösung von der Teuerung ab 1986 und Verdoppelung seit 1997.

Mit dem aktuell geltenden Maximum von 110 CHF/kWh beläuft sich der Wasserzins für die Wasserkraftproduktion auf rund 1,6 Rp./kWh und macht somit fast die Hälfte der heute am Markt erzielbaren Erträge aus. Der Wasserzins ist so zu einem bedeutenden Kostenfaktor für die Produzenten geworden, der in Tiefpreisphasen am Markt nicht mehr erwirtschaftet werden kann. Hinzu kommt, dass die Schweizer Wasserkraft im internationalen Vergleich mit anderen Wasserkraftproduzenten übermässig stark mit Abgaben belastet ist. Andere europäische Länder, zu deren Energieversorgung die Wasserkraft ebenfalls den Hauptbeitrag leistet, kennen keine vergleichbare Belastung durch den Wasserzins: Österreich, mit einem Anteil von über 60 % Wasserkraft im Strommix, verzichtet gänzlich darauf; und Norwegen, das sich bei der Stromversorgung fast vollständig auf Wasserkraft verlässt, hat schon vor mehreren Jahren eine sogenannte Ressourcenrentenabgeltung eingeführt, die nur auf dem individuellen Gewinn eines Unternehmens, also auf der Differenz zwischen Kosten und Erträgen erhoben wird. Die ungleiche Belastung untergräbt die Wettbewerbsfähigkeit und die Substanz der für die Schweiz wichtigsten einheimischen und erneuerbaren Stromproduktionsform.

Faire und zukunftsfähige Neuregelung dringend

Aufgrund der grundsätzlich veränderten Rahmenbedingungen braucht es dringend eine faire und zukunftsfähige Neuregelung der Wasserzinsen, welche dem neuen Umfeld Rechnung trägt und sowohl für gute wie für schlechte Zeiten taugt. Der Anspruch der Standortkantone/-gemeinden auf Entgelt für die Nutzung der Ressource Wasser ist ebenso zu berücksichtigen wie der Anspruch der Wasserkraftproduzenten (und der Gesellschaft) auf eine wirtschaftliche Ausnutzung der einheimischen Wasserkraft als tragende Säule der Versorgungssicherheit. Diesen beiden Ansprüchen wird eine Flexibilisierung der Wasserzinsen gerecht, mit einem fixen, von der Allgemeinheit finanzierten Teil für die energiepolitisch gewollte Nutzung der Ressource zur Stromproduktion, und einem marktpreisabhängigen, von den Kraftwerksbetreibern getragenen Teil für den je nach Marktsituation bestehenden betriebswirtschaftlichen Wert.

Beurteilung der Vorschläge des Bundesrates

Skizzierte Flexibilisierung geht in richtige Richtung

Mit der vorliegenden WRG-Revision anerkennt auch der Bundesrat den grundsätzlichen Reformbedarf

bei den Wasserzinsen und die notwendige finanzielle Entlastung der Wasserkraftproduzenten. Das im erläuternden Bericht skizzierte flexible Modell mit einem fixen und einem marktpreisabhängigen Teil für die Wasserzinsen geht für EKW in die richtige Richtung. Zwar können wir die zur Diskussion gestellten Modellparameter wie Höhe des Referenzmarktpreises und Steigung nicht nachvollziehen und sind auch der Meinung, dass ein fixer Teil aufgrund der neuen Voraussetzungen von der Allgemeinheit finanziert werden muss (vgl. dazu den untenstehenden Antrag). Aber die Flexibilisierung mit einer marktpreisabhängigen Bemessung als Grundprinzip wird von EKW begrüsst. Leider ist dieses Modell gar nicht Teil der aktuellen WRG-Revision. Stattdessen werden die Wasserkraftproduzenten mit einer unzureichenden Übergangslösung und der Aussicht auf eine allfällige künftige Flexibilisierung für weitere Jahre vertröstet.

Übergangslösung schreibt den Systemfehler fort

Die mit der Vorlage für die Zeit von 2020 bis 2022 vorgeschlagene Übergangslösung mit einer Senkung des Wasserzinsmaximums von 110 CHF/kWB auf 80 CHF/kWB widerspricht der neuen Ausgangslage für die Wasserkraft. Die Übergangslösung sieht zwar eine Verringerung der finanziellen Belastung der Wasserkraftproduktion vor, negiert aber die veränderten Rahmenbedingungen im Strommarkt und unterschätzt die akuten wirtschaftlichen Schwierigkeiten, mit denen sich die Wasserkraftproduzenten bereits heute konfrontiert sehen. Anders als im erläuternden Bericht festgehalten, wird der Wasserzins mit dieser Lösung gerade nicht an die veränderten Verhältnisse angepasst. Die Fortführung der bestehenden Regelung mit einem willkürlich und ohne Bezug zu den herrschenden Marktbedingungen festgesetzten Wasserzins lässt sich allenfalls mit energiepolitischen Zielsetzungen und der Zustimmung der Stimmberechtigten zur Energiestrategie 2050 begründen. In diesem Fall muss der Wasserzins aber mit Verweis auf das übergeordnete, allgemeine Interesse auch von der Allgemeinheit finanziert werden. Die vorliegende Gesetzesänderung lässt entsprechende Bestimmungen aber vermissen. Allein mit einer Reduktion des Wasserzinsmaximums und der weiterhin vorgesehenen Finanzierung durch die Produzenten wird der Systemfehler für weitere Jahre fortgeschrieben. Das ist aus Sicht EKW enttäuschend. Es widerspricht unseres Erachtens auch der vom Parlament am 02.03.2016 oppositionslos überwiesenen Motion 14.3668 «Wasserzinsregelung nach 2019», die ebenfalls fordert, dass die konkrete Lage der Wasserkraft berücksichtigt werden muss. Diese ist zu einem grossen Teil – und bei einer vollständigen Marktöffnung gänzlich – vom Marktpreis abhängig, der naturgemäss grossen Schwankungen unterliegt. Das Festhalten an einer fixen Abgabe ist daher systemfremd. Eine dauerhafte und zukunftsfähige Regelung der Wasserzinsen muss die Lage der Wasserkraft am Markt jederzeit abbilden. Diesem Anspruch wird nur die sofortige Einführung eines flexiblen Wasserzinsmodells gerecht, das unabhängig von einem künftigen Marktmodell umgesetzt werden kann.

Variante ist wettbewerbsverzerrend und untauglich

Die im erläuternden Bericht zur Diskussion gestellte Variante, das Wasserzinsmaximum befristet bis Ende 2022 nur für jene Kraftwerke auf 80 CHF/kWB zu reduzieren, die defizitär sind, wird von EKW klar zurückgewiesen. Eine solche Regelung ist aufgrund der damit einhergehenden Abgrenzungsschwierigkeiten und des massiven administrativen Aufwandes weder zielführend noch umsetzbar. Vor allem würde ein solches System aber zu weiteren Ungleichbehandlungen zwischen den Wasserkraftproduzenten führen und über diese Wettbewerbsverzerrungen ausgerechnet die günstigeren Kraftwerke bestrafen. EKW kann eine solche verzerrende Regelung nicht mittragen und lehnt die Variante deshalb ab.

Anträge von EKW

Antrag 1:

Einführung marktpreisabhängiger Wasserzinsen ab 2020 gemäss konkretem Modellvorschlag SWV

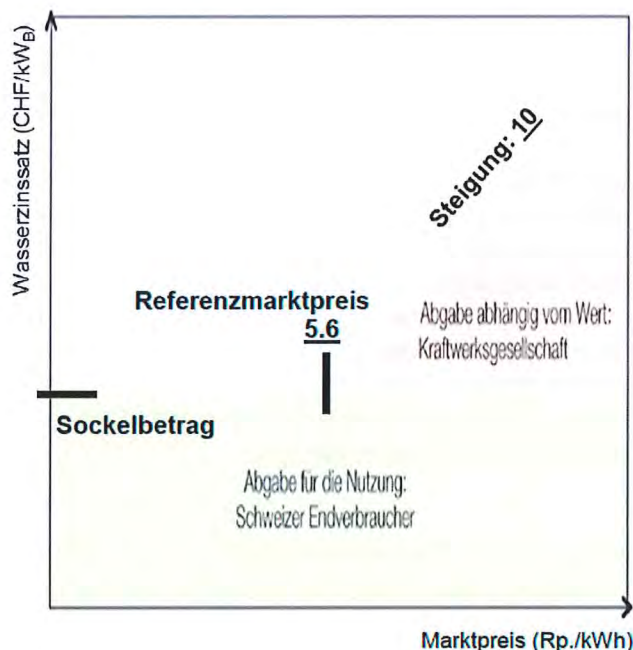
Die vorliegende Revision des WRG ist so zu überarbeiten, dass sie ab dem 01.01.2020 die Einführung eines flexiblen, marktpreisabhängigen Wasserzinses vorsieht. Dabei setzt sich die Abgabe zusammen aus einem fixen, durch die Allgemeinheit zu finanzierenden Teil und einem variablen, marktpreisabhängigen Teil, der durch die Kraftwerksbetreiber zu bezahlen ist. Die Höhe des fixen, durch die Allgemeinheit zu bezahlenden Teils ist im politischen Prozess von dieser Allgemeinheit zu definieren; die Höhe des Referenzmarktpreises, ab dem der variable, von den Wasserkraftproduzenten zu bezahlende Teil einsetzt, ist aufgrund der durchschnittlichen Gestehungskosten der Schweizer Wasserkraftproduktion bei 5.6 Rp./kWh anzusetzen, wobei der variable Teil bei einem Anstieg des Referenzmarktpreises um 1 Rp./kWh um jeweils 10 CHF/kWB ansteigen soll.

Begründung:

Eine faire und zukunftsfähige Wasserzinsregelung berücksichtigt die verschiedenen berechtigten Ansprüche. Sie muss einerseits für die Standortkantone und -gemeinden tragbar sein und sie muss andererseits die wirtschaftliche Ausnutzung der Wasserkraft als energiepolitischer Trumpf der Schweiz auch in Tiefpreisphasen ermöglichen. Diesen Ansprüchen wird nur eine Flexibilisierung der Wasserzinsen gerecht. Unser Vorschlag sieht – analog des vom Bundesrat skizzierten langfristigen Modellansatzes – einen fixen und einen variablen Teil mit folgenden Parametern vor (vgl. auch Abb. 2):

a) Fixer Teil für die Nutzung der Ressource: die eigentliche Nutzung unterliegt einem nationalen Interesse, da damit auslandunabhängig, erneuerbar und vergleichsweise günstig ein substanzieller Beitrag an die sichere Stromversorgung der Schweiz geleistet wird. Somit handelt es sich beim fixen Teil um einen unabhängig vom Strompreis bestehenden volkswirtschaftlichen und energiepolitisch gewollten Nutzen, der wie vor der Marktöffnung von der Allgemeinheit abzugelten ist. Die Höhe des fixen Teils ist dementsprechend auch von dieser Allgemeinheit im politischen Prozess auszuhandeln. Als Anhaltspunkt könnte die Überlegung dienen, dass der Startwert für den Wasserzins im Jahr 1918 von 8.16 CHF/kWB heute teuerungsbereinigt 41 CHF/kWB entspräche. Dieser Wert widerspiegelt den in den letzten hundert Jahren von der Gesellschaft akzeptierten und vom Endverbraucher getragenen Nutzungsteil.

b) Variabler Teil in Abhängigkeit des Wertes der Ressource: können mit der Wasserkraftproduktion am Strommarkt Gewinne erzielt werden, resultiert ein zusätzlicher betriebswirtschaftlicher Nutzen. Dieser definiert sich über die Differenz zwischen den am Markt erzielbaren Erträgen und den Gestehungskosten der Wasserkraft. Es handelt sich also um einen variablen Teil, der in Abhängigkeit des Marktpreises von den Wasserkraftproduzenten zu bezahlen ist. Der variable Teil setzt definitionsgemäss dort ein, wo die erzielbaren Einnahmen die Gestehungskosten mindestens decken. Gestützt auf die durchschnittlichen Gestehungskosten der Schweizer Wasserkraftwerke liegt die relevante Preis-Untergrenze für den Start des variablen Teils bei 5.6 Rp./kWh (heutige Kosten abzüglich Wasserzins; Details dazu vgl. Publikation zur Wirtschaftlichkeit im Sonderdruck in der Beilage). Wie stark dieser variable Teil steigt, hängt entscheidend von der Höhe des fixen Teils ab, den die Allgemeinheit finanziert. Geht man von einem fixen Teil von 41 CHF/kWB und der Preis-Untergrenze von 5.6 Rp./kWh aus, sollte der variable Teil bei einem Anstieg des Marktpreises von 1 Rp./kWh um 10 CHF/kWB steigen (Steigung: 10). So würde der bei der letzten WRG-Revision geäusserte Wille des Gesetzgebers zum erwünschten Wasserzinsniveau bei guten Marktpreisen passend wiedergegeben.



Variabler Teil

- Zusätzliche marktpreisabhängige Abgeltung für den betriebswirtschaftlichen Wert der Ressource Wasser
 - Anstieg sobald erzielbare Erträge die mittleren Gestehungskosten decken
- **Finanzierung durch Produzenten**

Fixer Teil

- Abgeltung für die energiepolitisch erwünschte und notwendige Nutzung der Ressource Wasser
 - Sockel ist unabhängig vom ökonomischen Wert (politisch zu fixieren)
- **Alternativfinanzierung nötig**

Abbildung 2: Flexibilisiertes Modell mit notwendiger Alternativfinanzierung für den fixen Teil (bzw. Sockelbetrag) sowie variablem, marktpreisabhängigem Teil gemäss Antrag SWV.

Dieses flexibilisierte Modell ermöglicht eine faire Neuregelung, indem: i) die Standortkantone/-gemeinden weiterhin auf eine fixe Einnahmequelle zählen können und marktabhängig eine zusätzliche Abgeltung erhalten; ii) die Belastung für die Allgemeinheit nicht höher ausfällt als in Zeiten der Versorgungsmonopole; iii) die Wasserkraftproduktion in Zeiten tiefer Marktpreise sachlogisch richtig und wirkungsvoll entlastet wird; und iv) die Schweiz weiterhin einen bedeutenden Beitrag für den Erhalt und die Modernisierung ihrer wichtigsten einheimischen Stromproduktion leistet.

Eventualantrag 1.1:

Übergangslösung mit Finanzierung fixer Teil durch Allgemeinheit und stärkere Reduktion des Sockelbetrages

Wird unserem Antrag zur Einführung einer flexiblen, marktpreisabhängigen Wasserzinsregelung ab 2020 nicht Folge geleistet, beantragen wir die Finanzierung des fixen Wasserzinses durch die Allgemeinheit und/oder eine deutlich stärkere Reduktion des Wasserzinsmaximums in der Übergangsfrist. Parallel dazu ist eine zeitgemässe Flexibilisierung der Wasserzinsen ab 2023 im WRG (Art. 49) verbindlich vorzusehen und vom Bundesrat rechtzeitig vor Ablauf der dreijährigen Übergangsfrist der Bundesversammlung zu unterbreiten.

Begründung:

Falls aufgrund der politischen Realitäten die unzureichende und systemfremde Übergangslösung nicht zu vermeiden ist, müsste zum einen eine zeitgemässe Flexibilisierung ab 2023 verbindlich im Gesetz vorgesehen werden und zum anderen während der Übergangsfrist der Betrag tiefer angesetzt oder von der Allgemeinheit finanziert werden. Eine fixe Abgabe in der mit der Übergangslösung vorgeschlagenen Höhe von 80 CHF/kWh bzw. jährlich rund 400 Millionen CHF ist für die Wasserkraftproduzenten ein Kostenfaktor, der im neuen Umfeld und bei der gegenwärtigen Ertragslage schlicht nicht finanzierbar ist.

Die durch die übermässige Belastung mit öffentlichen Abgaben mitverursachte wirtschaftliche Schieflage verunmöglicht nicht nur die notwendige Modernisierung der bestehenden Wasserkraftanlagen, sondern gefährdet durch den Verzicht auf Instandhaltung, den Abbau von Personal und den Verlust von Know-how mittlerweile den Substanzerhalt und mittelfristig den Betrieb der Schweizer Wasserkraftanlagen.

Antrag 2:

Verzicht auf untaugliche Variante für defizitäre Kraftwerke

Die im erläuternden Bericht zur Diskussion gestellte Variante, das Wasserzinsmaximum befristet bis Ende 2022 nur für jene Kraftwerke zu reduzieren, die defizitär sind, wird von EKW als wettbewerbsverzerrend und untauglich zurückgewiesen.


Begründung:

Die vom Bundesrat vorgeschlagene Variante ist aufgrund der damit einhergehenden Abgrenzungsschwierigkeiten und des massiven administrativen Aufwandes weder zielführend noch umsetzbar. Vor allem würde ein solches System aber zu weiteren Ungleichbehandlungen zwischen den Wasserkraftproduzenten führen und über diese Wettbewerbsverzerrungen ausgerechnet die günstigeren Kraftwerke bestrafen. EKW kann eine solche verzerrende Regelung nicht mittragen und lehnt die Variante vollumfänglich ab.

Wir danken Ihnen, sehr geehrte Frau Bundespräsidentin, sehr geehrte Damen und Herren, dass Sie bei der Weiterbehandlung dieses Geschäftes unseren Ausführungen und Anliegen Beachtung schenken.

Bei Rückfragen zu unserer Stellungnahme oder Unterstützungsbedarf stehen wir natürlich gerne weiterhin zur Verfügung.

Freundliche Grüsse
Engadiner Kraftwerke AG



Michael Roth
Direktor



Roland Andri
Stv. Direktor

CH-3000 Bern
Telefon: 0844 – 873 873
Telefax: 071 – 757 94 59
E-Mail: info@vpe.ch
Webseite: www.vpe.ch

Bundesamt für Energie
Sektion Wasserkraft
3003 Bern

Bern, 10. Oktober 2017

Stellungnahme des VPE zur Revision Wasserrechtsgesetz (WRG)

Sehr geehrte Damen und Herren

Gerne unterbreiten wir Ihnen die Stellungnahme des VPE, dem Dachverband der Personal- und Mitarbeitervertretungen der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft, im Rahmen des vom Bundesrat am 21. Juni 2017 in Auftrag gegebenen Vernehmlassungsverfahrens zur Revision des Bundesgesetzes über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte (WRG).

Zu folgenden drei Punkten beziehen wir im Folgenden Stellung:

1. Neuregelung des Wasserzinses bis 2022
2. Alternative Neuregelung nur für defizitäre Wasserkraftwerke
3. Mittelfristige Flexibilisierung des Wasserzinses

Grundsätzlich halten wir die Anpassung des Wasserzinses an die aktuellen und zukünftigen Gegebenheiten im Strommarkt für richtig und sinnvoll. Wir begrüssen die Einführung eines neuen Wasserzinsmaximums für eine Übergangszeit bis 2022.

Mit der letzten Revision des Wasserzinses im Jahr 2010 wurde ein bundesrechtliches Wasserzinsmaximum von 110 CHF/kW_{br} ab dem 1. Januar 2015 ermöglicht. Bei vollständiger Ausschöpfung des Wasserzinsmaximums belaufen sich die Wasserzinseinnahmen auf ca. 550 Mio. CHF pro Jahr. Der Wasserzins beträgt damit im Mittel rund 1.55 Rappen pro produzierte Kilowattstunde (kWh). Er macht damit im Durchschnitt ca. 19 % der Gestehungskosten aus. Die Regelung wurde bewusst bis Ende 2019 befristet, damit bei einer späteren Neuregelung die Auswirkungen einer allfälligen vollständigen Strommarktliberalisierung berücksichtigt werden könnten.

Die durchschnittlichen Stromgestehungskosten für die Wasserkraft wurden unter Beibehaltung einer angemessenen Eigenkapitalrendite auf 6.2 Rp./kWh abgeschätzt. Auf Grund der Strompreise ergibt sich eine abgeschätzte Unterdeckung von ca. 2 Rp./kWh. In der Grundversorgung können 50 % des Stroms aus Wasserkraft kostendeckend abgesetzt werden, so dass sich eine Unterdeckung von ca. 300 Mio. CHF ergibt.

Seit der letzten Revision des Wasserrechts haben sich die Rahmenbedingungen im Strommarkt grundsätzlich verändert. Dies ist zu einem grossen Teil auch den Entwicklungen im europäischen Strommarkt zuzuschreiben, da sich die Schweiz davon nicht abkoppeln kann. Die CO₂-Preise im europäischen Emissionshandelssystem (EHS) sind weiterhin auf einem sehr tiefen Niveau, so dass sich kein Lenkungseffekt einstellt und die fossile Stromerzeugung im Ausland boomt. Deshalb hat der VPE im Rahmen der Vernehmlassung zum Bundesbeschluss über die zweite Etappe der Strommarktöffnung im Januar 2015 gefordert eine zeitlich befristete CO₂-Abgabe auf Strom, der mit fossiler Energie erzeugt wurde, einzuführen solange das Emission Trading System (ETS) nicht funktioniert und die Unzulänglichkeiten nicht beseitigt sind. Nur so sind die Emissionsminderungsziele zu erreichen, und der Übergang zu einer modernisierten und CO₂-armen Wirtschaft in Europa voranzubringen.

Wir sind der Meinung, dass die Wasserzinsen grundsätzlich an die Strompreise gekoppelt werden sollten, um die Konkurrenzfähigkeit der Wasserkraft zu verbessern. Dies würde bedeuten, dass entsprechend dem Preisverfall der Grosshandelspreise am Strommarkt von 118.- CHF (2008) auf 41.- CHF (2016) pro Megawattstunde (MWh) auch die Wasserzinsen gedrittelt werden müssten.

Ein Grossteil der Stromproduktion im letzten Jahr wurde zu Preisen um 30 CHF/MWh verkauft, dies akzentuiert den Unterschied zwischen Gestehungskosten und Marktpreis nochmals. Die Stromproduzenten ohne Endkunden sind besonders belastet. Die Belastung ist stärker als es in dem erläuternden Bericht zur Änderung des Wasserrechtsgesetzes vom 21. Juni 2017 skizziert wird.

Uns ist klar, dass eine starke Reduktion der Wasserzinsen die Bergkantone finanziell unter Druck setzen würde, und politisch schwer durchsetzbar ist. Nichtsdestotrotz sollten jedoch Massnahmen beschlossen werden, die die ungleich schwierigere finanzielle Situation der Stromproduzenten aufgrund der mangelhaften Rentabilität der Wasserkraftwerke berücksichtigt. Nur so können von den Besitzern auch notwendige Investitionen getätigt werden.

1. Neuregelung des Wasserzinses bis 2022

Der vorliegende Gesetzesentwurf sieht neu ein Wasserzinsmaximum von 80 Fr./kW_{br} an Stelle des bisherigen Maximums von 110.- CHF./kW_{br} vor. Die Regelung soll bis zum 31. Dezember 2022 befristet sein und stellt eine Übergangsregelung dar.

Die vorgeschlagene Regelung berücksichtigt noch zu wenig die gesamteuropäischen Rahmenbedingungen und die aktuellen Grosshandelspreise. Die Drittelung der Strompreise würde eine Reduktion auf 36.- CHF./kW_{br} rechtfertigen.

Die von den Betreibern geforderten weiteren Effizienzsteigerungen und Strukturoptimierungen sowie der Verzicht auf eine Eigenkapitalrendite, werden vom VPE als sehr kritisch angesehen in Bezug auf ihre Umsetzbarkeit bzw. Erreichbarkeit und wegen ihrer Auswirkungen auf den Faktor Arbeit. Die Sozialverträglichkeit und die Interessen der Arbeitnehmenden werden hierbei nämlich nicht berücksichtigt. Die Erfahrungen aus der Vergangenheit zeigen, dass solche Massnahmen und insbesondere die geforderten Effizienzsteigerungen auf dem Rücken der Arbeitnehmer ausgetragen werden. Die begonnene und weiter fortschreitende Automatisierung wird zum Verlust von wertschöpfenden Arbeitsplätzen vor allem in den Berggebieten führen.

Die Effizienzsteigerungen und Strukturoptimierungen, die sie zur Schliessung der Lücke von 100 Millionen Franken von den Betreibern erwarten, werden auf dem Rücken der Arbeitnehmer ausgetragen werden und in weiteren Entlassungen resultieren.

Der VPE ist deshalb für eine stärkere Reduktion der Wasserzinsen als vorgesehen und schlägt vor, den Wasserzins neu maximal auf 72.- CHF/kW_{br} festzusetzen. Damit würde sich die resultierende Finanzierungslücke von 100 Mio. CHF nochmals um 10 % reduzieren.

2. Alternative Neuregelung nur für defizitäre Wasserkraftwerke

Die zur Diskussion gestellte alternative Neuregelung, die Reduktion des Wasserzinsmaximum nur für defizitäre Kraftwerke auf 80.- CHF/kW_{br} zu senken, und für die übrigen Kraftwerke auf dem jetzigen Niveau von 110 Fr./kW_{br} zu belassen, lehnen wir ab.

3. Mittelfristige Flexibilisierung des Wasserzinses

Die vom Bundesrat zur Diskussion vorgeschlagenen Eckwerte eines flexiblen Wasserzinsmodells begrüßen wir, denn bei äusserst tiefen Strommarktpreisen kann ein Grossteil der Wasserkraftwerke ihre Gesteungskosten nicht decken. Je höher die Wasserzinsen sind, desto höher sind die Gesteungskosten.

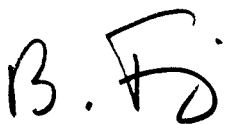
Auch wenn ein voll flexibilisierter Ansatz mit einer grundsätzlichen Koppelung an den Strompreis wünschenswert wäre, ist die politische Mach- resp. Umsetzbarkeit in Frage zu stellen. Deshalb stellt der Ansatz einen Sockelbetrag festzulegen und einen strompreisabhängigen variablen Teil für den Wasserzins einzuführen unter Umständen einen guten schweizerischen Kompromiss dar.

Ihr Beispiel mit einem fixen Anteil von 50 CHF/kW_{br} in Verbindung mit einem unbeschränkten variablen Teil, wenn der Referenzmarktpreis über 45 CHF/MWh liegt in Verbindung mit einer linearen Steigerung von 2.- CHF/kW_{br} pro 1.- CHF/MWh Preisanstieg, scheint ein guter Ansatz zu sein, der weiter verfolgt werden sollte.

Wir danken ihnen, für die Möglichkeit zur Stellungnahme, und für Fragen stehen wir Ihnen jederzeit gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüssen

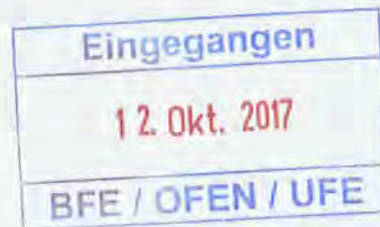
VPE - Verband der Personalvertretungen
der Schweizerischen Elektrizitätswirtschaft



Dr. Bernd Frieg
Präsident



Walter Bosshard
Sekretär



BKW AG
Hydraulische Kraftwerke
Viktoriaplatz 2
3013 Bern

www.bkw.ch

Bundesamt für Energie (BFE)
Sektion Wasserkraft
3003 Bern

Bern, 11. Oktober 2017

Stellungnahme BKW zur Revision des Wasserrechtsgesetzes

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit, uns zur Revision des Wasserrechtsgesetzes zu äussern und nehmen innerhalb der eingeräumten Frist gerne wie folgt Stellung.

Die BKW Energie AG befasst sich intensiv mit der Nutzung der Wasserkraft. Sie ist von der vorliegenden Gesetzesrevision als Betreiberin und Eigenerin von diversen Kraftwerken und Wasserkraftbeteiligungen in der Schweiz direkt betroffen.

Einleitende Bemerkung

Die Berechtigung des Wasserzinses als Abgeltung für die Nutzung der Ressource Wasser zur Stromproduktion – wie sie vor hundert Jahren auf eidgenössischer Ebene ins Gesetz aufgenommen wurde – ist nicht in Frage gestellt. Die Bedeutung der Einnahmequelle für die Standortkantone und -gemeinden von Wasserkraftwerken ist unbestritten. Ebenso unbestritten ist allerdings der Reformbedarf.

Heutige Regelung passt nicht zum – bis heute teilweise – geöffneten Markt

Die geltende Wasserzinsregelung mit einem fixen Wasserzinsmaximum wird den heutigen regulatorischen und ökonomischen Gegebenheiten nicht mehr gerecht. Aufgrund der Marktöffnung definiert mittlerweile der Preis am europäischen Strommarkt den Wert der Ressource Wasser zur Stromproduktion in der Schweiz. In der langen Geschichte des Wasserzinses ist dies ein eigentlicher Paradigmenwechsel. Denn bis zur teilweisen Öffnung des Endkundenmarktes im Jahre 2009 trugen alle Schweizer Endverbraucher die Wasserzinse als Teil der Gestehungskosten der Wasserkraft solidarisch. Das ist seither nicht mehr möglich: Der Wasserzins bleibt an den im Markt stehenden Wasserkraftproduzenten hängen, die bei den aktuellen Marktpreisen durch ihre Gestehungskosten Verluste schreiben.

Wettbewerbsnachteile für die Schweizer Wasserkraft

Das Wasserzinsmaximum wurde seit Einführung im Jahre 1918 von 8.16 CHF/kW_B in sieben Schritten auf heute 110 CHF/kW_B erhöht und hat sich damit teuerungsbereinigt knapp

verdreifacht. Namentlich seit den 1980er-Jahren hat sich das Wasserzinsmaximum komplett von der Landesteuerung entkoppelt und wurde unter dem Eindruck steigender Strompreise allein in den letzten 20 Jahren verdoppelt – und dies bei laufenden Konzessionen, d.h. bei eigentlich vereinbarten Konditionen zur Nutzung der Ressource. Aktuell beläuft sich der Wasserzins auf rund 1,6 Rp./kWh und macht somit fast die Hälfte der am Markt erzielbaren Erträge aus. Der Wasserzins ist so zu einem bedeutenden Kostenfaktor für die Wasserkraftproduktion geworden, der in Tiefpreisphasen am Markt nicht mehr erwirtschaftet werden kann. Weil ausserdem Strom im Grosshandel in Euro gehandelt wird, trägt die Wasserkraft ein Wechselkursrisiko. Hinzu kommt, dass die Schweizer Wasserkraft sowohl im nationalen Technologievergleich als auch im internationalen Vergleich mit anderen Wasserkraftproduzenten übermässig stark mit Abgaben belastet ist. Dies untergräbt die Wettbewerbsfähigkeit und die Substanz unserer wichtigsten einheimischen und erneuerbaren Stromproduktionsform.

Übergangslösung schreibt den Systemfehler fort

Der Bundesrat schlägt als Übergangslösung ab 2020 bis 2022 eine Senkung des Wasserzinsmaximums auf 80 CHF/kWh vor, was dem Niveau in den Jahren 1997 bis 2010 entspricht. Obwohl in dieser Entlastung für die finanziell stark angeschlagene Wasserkraft die Richtung der Anpassung stimmt, widerspricht eine solche Lösung im Grundsatz der oben dargelegten, seit 2009 geltenden neuen Ausgangslage für die Wasserkraft. Anders, als im erläuternden Bericht dargelegt, wird damit der Wasserzins gerade nicht an die veränderten Verhältnisse angepasst und der Systemfehler wird für weitere drei Jahre fortgeschrieben. Die vom Parlament oppositionslos überwiesene Motion 14.3668 «Wasserzinsregelung nach 2019» fordert ebenfalls, dass die konkrete Lage der Wasserkraft berücksichtigt wird. Diese ist zu einem grossen Teil – und bei einer vollständigen Marktöffnung gänzlich – vom Marktpreis abhängig, der naturgemäss grossen Schwankungen unterliegt. Das Festhalten an einer fixen Abgabe ist daher systemfremd. Eine dauerhafte und zukunftsfähige Regelung der Wasserzinse muss die Lage der Wasserkraft am Markt jederzeit abbilden. Eine solche Regelung soll sofort und unabhängig von einem zukünftigen Marktmodell eingeführt werden.

Falls aufgrund der politischen Realitäten eine solche Übergangslösung nicht zu vermeiden ist, müsste zum einen eine zeitgemässe Flexibilisierung ab 2023 verbindlich vorgesehen und zum anderen der Sockelbeitrag signifikant tiefer angesetzt werden. Eine fixe Abgabe in der vorgeschlagenen Höhe ist für die Wasserkraftproduzenten ein Kostenfaktor, der in der gegenwärtigen Ertragslage schlicht nicht finanzierbar ist.

Variante ist wettbewerbsverzerrend und untauglich

Die im erläuternden Bericht zur Diskussion gestellte Variante, das Wasserzinsmaximum befristet bis Ende 2022 nur für jene Kraftwerke auf 80 CHF/kWh zu reduzieren, die defizitär sind, muss klar zurückgewiesen werden. Sie ist weder zielführend noch umsetzbar. Ein solches System würde zu weiteren Wettbewerbsverzerrungen zwischen den Wasserkraftproduzenten führen und ausgerechnet die günstigeren Kraftwerke bestrafen. Das ist auch im Hinblick auf die nötigen Reinvestitionen kritisch. Gerade ältere Kraftwerke mit höherem Reinvestitionsbedarf weisen aufgrund geringerer Kapitalkosten tiefere Gestehungskosten auf. Aufgrund ihres tieferen kalkulatorischen Defizits würden sie beim Wasserzins weniger entlastet, obschon sie in absehbarer Zeit zusätzliche Mittel zur Finanzierung ihres Werterhalts benötigen.

Zu begrüßen ist hingegen die Absicht des Bundesrates, bei Wasserkraftwerken, welche einen Investitionsbeitrag erhalten, die Zusatzproduktion während zehn Jahren vom Wasserzins zu befreien.

Grundlegende Überarbeitung des Gesetzesentwurfs nötig

Aufgrund dieser Ausführungen verlangen wir eine grundlegende Überarbeitung des Gesetzesentwurfes und stellen folgende Anträge:

Antrag

Die vorliegende Revision des Wasserrechtsgesetzes ist so zu überarbeiten, dass sie ab dem 1.1.2020 die Einführung eines flexiblen Wasserzinses vorsieht. Dabei setzt sich die Abgabe künftig aus einem fixen Betrag und einen variablen Teil, der sich an einem Referenzmarktpreis orientiert und über eine Obergrenze limitiert ist, zusammen. Die Höhe des fixen Betrags beläuft sich auf 41 CHF/kW_B. Die Höhe des Referenzmarktpreises, ab dem der variable Teil einsetzt, beträgt 5.6 Rp./kWh. Bei Anstieg des Referenzmarktpreises um 1 Rp./kWh steigt der variable Teil des Wasserzinses um jeweils 10 CHF/kW_B.

Begründung

Zur Ablösung des Wasserzinsmaximums schlägt die BKW ein Modell vor, das effektiv und vom Grundprinzip her einfach umsetzbar, transparent und verständlich ist. Dieses Modell funktioniert unabhängig von der konkreten Marktsituation. Es ist einerseits für die Standortkantone und -gemeinden tragbar und ermöglicht andererseits weiterhin die wirtschaftliche Ausnutzung der Wasserkraft als energiepolitischer Trumpf der Schweiz.

Das Modell sieht – analog des vom Bundesrat skizzierten langfristigen Modellansatzes – einen fixen und einen variablen Teil vor:

- a) ein fixer Teil für die Nutzung der Ressource; die alleinige Nutzung des Gewässers über die gesamte Konzessionsdauer wird vom Konzessionsnehmer gegenüber dem Konzessionsgeber mit einer vertretbaren fixen Abgabe entschädigt. Diese Abgabe darf die Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft nicht übermässig beeinträchtigen;
- b) ein variabler Teil in Abhängigkeit des Wertes der Ressource; können mit der Wasserkraft am Strommarkt Gewinne erzielt werden, resultiert ein zusätzlicher betriebswirtschaftlicher Nutzen. Dieser definiert sich über die Differenz zwischen den am Markt erzielbaren Erträgen und den Gestehungskosten der Wasserkraft. Es handelt sich also um einen variablen Teil, der in Abhängigkeit des Marktpreises von den Wasserkraftproduzenten zu bezahlen ist. Infolge der Entrichtung eines Wasserzinses in Phasen tiefer Strompreise durch den fixen Teil ist der variable Teil über eine Obergrenze zu limitieren.

Dieses Modell ermöglicht eine faire Neuregelung: i) die Standortkantone/-gemeinden können weiterhin auf eine fixe Einnahmequelle zählen und erhalten marktabhängig eine zusätzliche Abgeltung; ii) die Wasserkraftproduktion wird sachlogisch richtig entlastet; und iii) die Schweiz leistet einen bedeutenden Beitrag für den Erhalt und die Modernisierung ihrer wichtigsten einheimischen Stromproduktion.

Mit einer Flexibilisierung der Wasserzinse können die Standortkantone und -gemeinden je nach Marktpreis am Gewinn der Kraftwerksbetreiber teilhaben. Voraussetzung dafür bildet die oben vorgeschlagene Wasserzinsregelung, die einen fixen und einen variablen Teil vorsieht. Der variable Teil ist abhängig vom Wert der Ressource Wasser für die Stromproduktion und setzt definitionsgemäss dort ein, wo die erzielbaren Einnahmen die Gestehungskosten inkl. dem fixen Teil der Wasserzinse mindestens decken. Die vom Bundesrat im erläuternden Bericht zur Diskussion gestellten Parameterfestsetzungen können nicht nachvollzogen werden.

Die Höhe des fixen Teils ist im politischen Prozess auszuhandeln. Als Anhaltspunkt könnte die Überlegung dienen, dass der Startwert für den Wasserzins im Jahr 1918 von 8.16 CHF/kW_B heute teuerungsbereinigt 41 CHF/kW_B entspräche.

Der variable Teil ist abhängig vom Wert der Ressource Wasser für die Stromproduktion und setzt definitionsgemäss dort ein, wo die erzielbaren Einnahmen die Gestehungskosten inkl. dem fixen Teil der Wasserzinse mindestens decken. Gestützt auf die durchschnittlichen Gestehungskosten der Schweizer Wasserkraftwerke liegt die relevante Preis-Untergrenze für den Start des variablen Teils bei 5.6 Rp./kWh (heutige Kosten abzüglich Wasserzins). Wie stark der variable Teil steigt, hängt entscheidend davon ab, wie die Höhe des fixen Teils im politischen Prozess vereinbart wird. Geht man – wie oben beschrieben – von einem fixen Teil

von 41 CHF/kW_B und der Preis-Untergrenze von 5.6 Rp./kWh aus, sollte der flexible Wasserzins bei einem Anstieg des Marktpreises von 1 CHF/MWh um 1 CHF/kW_B steigen (entspricht 10 CHF/kW_B bei einem Anstieg von 1 Rp./kWh). So könnte der Wille des Gesetzgebers von 2008, welcher Wasserzinse von 100 CHF/kW_B bei Marktpreisen von rund 120 CHF/MWh bestimmte, gut wiedergegeben werden.

Eventualantrag

Bundesgesetz über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte (Wasserrechtsgesetz, WRG)

Art. 49

¹ Der Wasserzins darf bis Ende 2022 jährlich ~~80~~ 41 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung nicht übersteigen. Davon kann der Bund höchstens 1 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung zur Finanzierung der Ausgleichsleistungen an Kantone und Gemeinden nach Artikel 22 Absätze 3-5 beziehen.

^{1bis} Der Bundesrat unterbreitet der Bundesversammlung rechtzeitig einen Erlassentwurf für die ~~Festlegung der Maximalhöhe des Wasserzinses für die Zeit nach dem 1. Januar 2020.~~ Einführung eines flexiblen Wasserzinses, der sich aus einem fixen und einem variablen Teil zusammensetzt, für die Zeit nach dem 1. Januar 2023.

Begründung


Sollte unserem Hauptantrag nicht stattgegeben und die Einführung eines flexiblen Wasserzinses ab 2020 nicht vorgesehen werden, beantragen wir eine deutlich stärkere Reduktion des Wasserzinsmaximums in der Übergangsfrist. Als mögliches Kriterium zur Bestimmung einer angemessenen Höhe des Wasserzinsmaximums bietet sich die seit der Einführung des Wasserzinses aufgelaufene Teuerung an. Wird dieses Kriterium zugrunde gelegt, müsste sich die Höhe des Wasserzinsmaximums in der Übergangsfrist auf 41 CHF/kW_B belaufen.

Mit der Änderung von Art. 49 Abs. 1^{bis} wird schliesslich sichergestellt, dass der Bundesrat der Bundesversammlung rechtzeitig vor Ablauf der dreijährigen Übergangsfrist eine Flexibilisierung des Wasserzinses unterbreitet.

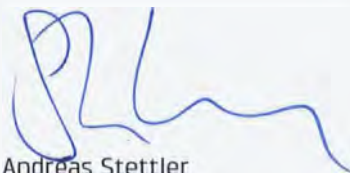
Wir bitten Sie, sehr geehrte Damen und Herren, unserer Stellungnahme bei der weiteren Behandlung dieses Geschäfts Rechnung zu tragen.

Freundliche Grüsse

BKW Energie AG



Hermann Ineichen
Leiter Produktion BKW



Andreas Stettler
Hydraulische Kraftwerke BKW

Vorab per E-Mail an:
revision-wrg@bfe.admin.ch

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Wasserkraft
Assistenz RWE
3003 Bern

Wohlen, 11. Oktober 2017 / PL, BB

Stellungnahme DSV zur Revision des Wasserrechtsgesetzes

Sehr geehrte Damen und Herren

Der Dachverband Schweizer Verteilnetzbetreiber bedankt sich für die Möglichkeit, sich an der Vernehmlassung zur Revision des Wasserrechtsgesetzes zu äussern. Gerne nehmen wir in der eingeräumten Frist dazu Stellung.

Einleitende Bemerkung

Die Wasserkraft in der Schweiz ist heute, und vermutlich auch mittelfristig, das Rückgrat der Schweizer Stromproduktion. Die Bedeutung der Einnahmequelle Wasserzins für Standortkantone und -gemeinden von Wasserkraftwerken sind damit gegeben und auch unbestritten.

In der Zeit, in der die Strombranche einem grossen Wandel und dabei den immer grösser werdenden Abhängigkeiten zum europäischen Strommarkt unterliegt, sind Reformen im Wasserrechtsgesetz notwendig.

Heutige Regelung passt nicht zum aktuellen Marktumfeld

Die geltende Wasserzinsregelung mit einem fixen Wasserzinsmaximum wird den heutigen regulatorischen und ökonomischen Gegebenheiten nicht mehr gerecht. Aufgrund der Marktöffnung definiert mittlerweile der Preis am europäischen Strommarkt den Wert der Ressource Wasser zur Stromproduktion in der Schweiz. In der langen Geschichte des Wasserzinses ist dies ein eigentlicher Paradigmenwechsel. In Zeiten von nationalem Handel mit Strom, stellten die Wasserzinsen einen Anteil des Strompreises dar. Mit dem vermehrten internationalen Handel von Strom hat es keine Relevanz mehr wie sich die Gestehungskosten zusammensetzen. Es gilt einzig der Marktpreis.

Das Wasserzinsmaximum wurde seit Einführung im Jahre 1918 von 8.16 CHF/kW_B in sieben Schritten auf heute 110 CHF/kW_B erhöht und hat sich damit teuerungsbereinigt knapp verdreifacht. Namentlich seit den 1980er-Jahren hat sich das Wasserzinsmaximum komplett von der Landesteuerung entkoppelt und wurde unter dem Eindruck steigender Strompreise allein in den letzten 20 Jahren verdoppelt - und dies bei laufenden Konzessionen, das heisst bei eigentlich vereinbarten Konditionen zur Nutzung der Ressource. Aktuell beläuft sich der Wasserzins auf rund 1,6 Rp./kWh und macht somit fast die Hälfte der am Markt erzielbaren Erträge aus. Der Wasserzins ist so zu einem bedeutenden Kostenfaktor für die Wasserkraftproduktion geworden, der in Tiefpreisphasen am Markt nicht mehr erwirtschaftet werden kann. Weil ausserdem Strom im Grosshandel in Euro gehandelt wird, trägt die Wasserkraft ein Wechselkursrisiko.

Die aktuelle Praxis der Wasserzinsen ist unter den herrschenden Umständen nicht tragbar.

Übergangsregelung schreibt Systemfehler fort

Der Bundesrat schlägt als Übergangslösung ab 2020 bis 2022 eine minimale Senkung des Wasserzinsmaximums auf 80 CHF/kW_B vor, was dem Niveau in den Jahren 1997 bis 2010 entspricht. Obwohl in dieser Entlastung für die finanziell stark angeschlagene Wasserkraft die Richtung der Anpassung stimmt, widerspricht eine solche Lösung im Grundsatz der oben dargelegten, seit 2009 geltenden neuen Ausgangslage für die Wasserkraft. Anders, als im erläuternden Bericht dargelegt, wird damit der Wasserzins gerade nicht an die veränderten Verhältnisse angepasst und der Systemfehler wird für weitere drei Jahre fortgeschrieben.

Das Festhalten an einer fixen Abgabe ist daher systemfremd. Eine dauerhafte und zukunftsfähige Regelung der Wasserzinse muss die Lage der Wasserkraft am Markt jederzeit abbilden. Eine solche Regelung sollte sofort und unabhängig von einem zukünftigen Marktmodell eingeführt werden, was mit einem Wasserzins im Maximum auf 50 CHF/kW_B erfolgen könnte.

Wie sich über die letzten Monate am Markt abgezeichnet hat, werden Wasserzertifikate um das x-fache gehandelt. Diesem Umstand soll Rechnung getragen werden und beispielhaft dazu dienen, Modelle welche marktnah sind zu verfolgen.

Die vorgeschlagene Variante ist unrealistisch und unfair

Die heute günstig produzierenden Produktionsanlagen werden mit einer solchen Variante bestraft, respektive die teuren Produzenten, welche ihre betriebswirtschaftlichen Aufgaben nicht erfüllen, dafür belohnt.

Damit ist die vorgeschlagene Variante diskriminierend und schlussendlich wettbewerbsverzerrend.

Grundlegende Überarbeitung des Gesetzesentwurfs

Ein künftiges Modell für die Berechnung des Wasserzinses soll marktorientiert und flexibel sein. Die Einführung eines fixen und eines variablen Teils erscheint somit zielführend. Mit dem Glauben, dass der Markt die richtigen Signale setzen wird, ist dem variablen Teil die grössere Bedeutung zuzuordnen, als dem Fixanteil.

Ebenso ist in der Frage wer die Kosten tragen soll der Marktgedanke relevant. Mit der Teilmarktöffnung gelten alle Energieversorger als marktberechtigt und können die von ihnen benötigte Energie, um die Endkunden zu beliefern, direkt am Markt einkaufen. Dieser Sachverhalt ist nicht bestritten und es besteht kein Anlass daran etwas anzupassen.

In der Folge sind die Wasserzinsen, fixer wie auch variabler Anteil, in die Gestehungskosten der Produktion eizurechnen. Es ist in der alleinigen Verantwortung des Produzenten seine Produktion, namentlich Strom und Herkunftsnachweise, am Markt zu verkaufen. Es ist von jeglicher Umlage von weiteren Kosten auf die Allgemeinheit abzusehen. Gerade mit der Erhöhung der KEV trägt die Allgemeinheit einen Teil der Unterstützung heimischer Wasserkraft. Modelle einer Grundversorgungsprämie, wie diese von Alpiq und Axpo vorgeschlagen werden, sind nicht marktorientiert und werden vom DSV abgelehnt.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Position.

Freundliche Grüsse

DSV Dachverband Schweizer Verteilnetzbetreiber

Peter Lehmann
Präsident

Brigitte Barth
Leitung Geschäftsstelle

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Wasserkraft
3003 Bern

Kraftwerke Oberhasli AG
Grimselstrasse 19
3862 Innertkirchen
Telefon +41 33 982 20 11
Telefax +41 33 982 20 05
www.grimselestrom.ch

Innertkirchen, 11. Oktober 2017

bme / DVA / Direktwahl 033 982 21 06 / melchior.blatter@kwo.ch

Stellungnahme KWO zur Revision des Wasserrechtsgesetzes

Sehr geehrte Damen und Herren

Gerne nehmen wir die Gelegenheit wahr, uns zur Revision des Wasserrechtsgesetzes zu äussern und nehmen dazu wie folgt Stellung:

Die Kraftwerke Oberhasli AG ist einer der führenden Wasserkraftproduzenten der Schweiz und ist daher von der vorliegenden Gesetzesrevision direkt betroffen.

1. Einleitende Bemerkung

Die Berechtigung des Wasserzinses als Abgeltung für die Nutzung der Ressource Wasser zur Stromproduktion – wie sie vor hundert Jahren auf eidgenössischer Ebene ins Gesetz aufgenommen wurde – ist nicht in Frage gestellt. Die Bedeutung der Einnahmequelle für die Standortkantone und -gemeinden von Wasserkraftwerken ist unbestritten. Ebenso unbestritten ist allerdings der Reformbedarf.

2. Heutige Regelung passt nicht zum – bis heute teilweise – geöffneten Markt

Die geltende Wasserzinsregelung mit einem fixen Wasserzinsmaximum wird den heutigen regulatorischen und ökonomischen Gegebenheiten nicht mehr gerecht. Aufgrund der Marktöffnung definiert mittlerweile der Preis am europäischen Strommarkt den Wert der Ressource Wasser zur Stromproduktion in der Schweiz. In der langen Geschichte des Wasserzinses ist dies ein eigentlicher Paradigmenwechsel. Denn bis zur teilweisen Öffnung des Endkundenmarktes im Jahre 2009 trugen alle Schweizer Endverbraucher die Wasserzinsen als Teil der Gestehungskosten der Wasserkraft solidarisch. Das ist seither nicht mehr möglich: Der Wasserzins bleibt an den im Markt stehenden Wasserkraftproduzenten hängen, die bei den aktuellen Marktpreisen durch ihre Gestehungskosten Verluste schreiben.

3. Wettbewerbsnachteile für die Schweizer Wasserkraft

Das Wasserzinsmaximum wurde seit Einführung im Jahre 1918 von 8.16 CHF/kW_B in sieben Schritten auf heute 110 CHF/kW_B erhöht und hat sich damit teuerungsbereinigt knapp verdreifacht. Namentlich seit den 1980er-Jahren hat sich das Wasserzinsmaximum komplett von der Landesteuerung entkoppelt und wurde unter dem Eindruck steigender Strompreise allein in den letzten 20 Jahren verdoppelt - und dies bei laufenden Konzessionen, d.h. bei eigentlich vereinbarten Konditionen zur Nutzung der Ressource. Aktuell beläuft sich der Wasserzins auf rund 1,6 Rp./kWh und macht somit fast die Hälfte der am Markt erzielbaren Erträge aus. Der Wasserzins ist so zu einem bedeutenden Kostenfaktor für die Wasserkraftproduktion geworden, der in Tiefpreisphasen am Markt nicht mehr erwirtschaftet werden kann. Weil ausserdem Strom im Grosshandel in Euro gehandelt wird, trägt die Wasserkraft ein Wechselkursrisiko. Hinzu kommt, dass die Schweizer Wasserkraft sowohl im nationalen Technologievergleich als auch im internationalen Vergleich mit anderen Wasserkraftproduzenten übermässig stark mit Abgaben belastet ist. Dies untergräbt die Wettbewerbsfähigkeit und die Substanz unserer wichtigsten einheimischen und erneuerbaren Stromproduktionsform.

4. Übergangslösung schreibt den Systemfehler fort

Der Bundesrat schlägt als Übergangslösung ab 2020 bis 2022 eine Senkung des Wasserzinsmaximums auf 80 CHF/kW_B vor, was dem Niveau in den Jahren 1997 bis 2010 entspricht. Obwohl in dieser Entlastung für die finanziell stark angeschlagene Wasserkraft die Richtung der Anpassung stimmt, widerspricht eine solche Lösung im Grundsatz der oben dargelegten, seit 2009 geltenden neuen Ausgangslage für die Wasserkraft. Anders, als im erläuternden Bericht dargelegt, wird damit der Wasserzins gerade nicht an die veränderten Verhältnisse angepasst und der Systemfehler wird für weitere drei Jahre fortgeschrieben. Die vom Parlament oppositionslos überwiesene Motion 14.3668 «Wasserzinsregelung nach 2019» fordert ebenfalls, dass die konkrete Lage der Wasserkraft berücksichtigt wird. Diese ist zu einem grossen Teil – und bei einer vollständigen Marktöffnung gänzlich – vom Marktpreis abhängig, der naturgemäss grossen Schwankungen unterliegt. Das Festhalten an einer fixen Abgabe ist daher systemfremd. Eine dauerhafte und zukunftsfähige Regelung der Wasserzinsen muss die Lage der Wasserkraft am Markt jederzeit abbilden. Eine solche Regelung soll sofort und unabhängig von einem zukünftigen Marktmodell eingeführt werden.

Falls aufgrund der politischen Realitäten eine solche Übergangslösung nicht zu vermeiden ist, müsste zum einen eine zeitgemässe Flexibilisierung ab 2023 verbindlich vorgesehen und zum anderen der Sockelbeitrag signifikant tiefer angesetzt werden. Eine fixe Abgabe in der vorgeschlagenen Höhe ist für die Wasserkraftproduzenten ein Kostenfaktor, der in der gegenwärtigen Ertragslage schlicht nicht finanzierbar ist.

5. Variante ist wettbewerbsverzerrend und untauglich

Die im erläuternden Bericht zur Diskussion gestellte Variante, das Wasserzinsmaximum befristet bis Ende 2022 nur für jene Kraftwerke auf 80 CHF/kW_B zu reduzieren, die defizitär sind, muss klar zurückgewiesen werden. Sie ist weder zielführend noch umsetzbar. Ein solches System würde zu einer weiteren Wettbewerbsverzerrung zwischen den Wasserkraftproduzenten führen und ausge-

rechnet die günstigeren Kraftwerke bestrafen. Das ist auch im Hinblick auf die nötigen Reinvestitionen kritisch. Gerade ältere Kraftwerke mit höherem Reinvestitionsbedarf weisen aufgrund geringerer Kapitalkosten tiefere Gestehungskosten auf. Aufgrund ihres tieferen kalkulatorischen Defizits würden sie beim Wasserzins weniger entlastet, obschon sie in absehbarer Zeit zusätzliche Mittel zur Finanzierung ihres Werterhalts benötigen.

Zu begrüßen ist hingegen die Absicht des Bundesrates, bei Wasserkraftwerken, welche einen Investitionsbeitrag erhalten, die Zusatzproduktion während zehn Jahren vom Wasserzins zu befreien.

6. Grundlegende Überarbeitung des Gesetzesentwurfs nötig

Aufgrund dieser Ausführungen verlangen wir eine grundlegende Überarbeitung des Gesetzesentwurfes und stellen folgende Anträge:

Antrag

Die vorliegende Revision des Wasserrechtsgesetzes ist so zu überarbeiten, dass sie ab dem 1.1.2020 die Einführung eines flexiblen Wasserzinses vorsieht. Dabei setzt sich die Abgabe künftig aus einem fixen Betrag und einem variablen Teil, der sich an einem Referenzmarktpreis orientiert und über eine Obergrenze limitiert ist, zusammen. Die Höhe des fixen Betrags beläuft sich auf 41 CHF/kW_B. Die Höhe des Referenzmarktpreises, ab dem der variable Teil einsetzt, beträgt 5.6 Rp./kWh. Bei Anstieg des Referenzmarktpreises um 1 Rp./kWh steigt der variable Teil des Wasserzinses um jeweils 10 CHF/kW_B.

7. Begründung

Zur Ablösung des Wasserzinsmaximums schlägt die KWO ein Modell vor, das effektiv und vom Grundprinzip her einfach umsetzbar, transparent und verständlich ist. Dieses Modell funktioniert unabhängig von der konkreten Marktsituation. Es ist einerseits für die Standortkantone und -gemeinden tragbar und ermöglicht andererseits weiterhin die wirtschaftliche Ausnutzung der Wasserkraft als energiepolitischen Trumpf der Schweiz.

Das Modell sieht – analog des vom Bundesrat skizzierten langfristigen Modellansatzes – einen fixen und einen variablen Teil vor:

- a) ein fixer Teil für die Nutzung der Ressource; die alleinige Nutzung des Gewässers über die gesamte Konzessionsdauer wird vom Konzessionsnehmer gegenüber dem Konzessionsgeber mit einer vertretbaren fixen Abgabe entschädigt. Diese Abgabe darf die Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft nicht übermässig beeinträchtigen;
- b) ein variabler Teil in Abhängigkeit des Wertes der Ressource; können mit der Wasserkraft am Strommarkt Gewinne erzielt werden, resultiert ein zusätzlicher betriebswirtschaftlicher Nutzen. Dieser definiert sich über die Differenz zwischen den am Markt erzielbaren Erträgen und den Gestehungskosten der Wasserkraft. Es handelt sich also um einen variablen Teil, der in Abhängigkeit des Marktpreises von den Wasserkraftproduzenten zu bezahlen ist. Infolge der Entrichtung eines Wasserzinses in Phasen tiefer Strompreise durch den fixen Teil ist der variable Teil über eine Obergrenze zu limitieren.

Dieses Modell ermöglicht eine faire Neuregelung:

- i) die Standortkantone/-gemeinden können weiterhin auf eine fixe Einnahmequelle zählen und erhalten marktabhängig eine zusätzliche Abgeltung;
- ii) die Wasserkraftproduktion wird sachlogisch richtig entlastet; und
- iii) die Schweiz leistet einen bedeutenden Beitrag für den Erhalt und die Modernisierung ihrer wichtigsten einheimischen Stromproduktion.

Mit einer Flexibilisierung der Wasserzinse können die Standortkantone und -gemeinden je nach Marktpreis am Gewinn der Kraftwerksbetreiber teilhaben. Voraussetzung dafür bildet die oben vorgeschlagene Wasserzinsregelung, die einen fixen und einen variablen Teil vorsieht. Der variable Teil ist abhängig vom Wert der Ressource Wasser für die Stromproduktion und setzt definitionsgemäss dort ein, wo die erzielbaren Einnahmen die Gestehungskosten inkl. dem fixen Teil der Wasserzinsen mindestens decken. Die vom Bundesrat im erläuternden Bericht zur Diskussion gestellten Parameterfestsetzungen können nicht nachvollzogen werden.

Die Höhe des fixen Teils ist im politischen Prozess auszuhandeln. Als Anhaltspunkt könnte die Überlegung dienen, dass der Startwert für den Wasserzins im Jahr 1918 von 8.16 CHF/kWB heute teuerungsbereinigt 41 CHF/kWB entspräche.

Der variable Teil ist abhängig vom Wert der Ressource Wasser für die Stromproduktion und setzt definitionsgemäss dort ein, wo die erzielbaren Einnahmen die Gestehungskosten inkl. dem fixen Teil der Wasserzinse mindestens decken. Gestützt auf die durchschnittlichen Gestehungskosten der Schweizer Wasserkraftwerke liegt die relevante Preis-Untergrenze für den Start des variablen Teils bei 5.6 Rp./kWh (heutige Kosten abzüglich Wasserzins). Wie stark der variable Teil steigt, hängt entscheidend davon ab, wie die Höhe des fixen Teils im politischen Prozess vereinbart wird. Geht man – wie oben beschrieben - von einem fixen Teil von 41 CHF/kW_B und der Preis-Untergrenze von 5.6 Rp./kWh aus, sollte der flexible Wasserzins bei einem Anstieg des Marktpreises von 1 CHF/MWh um 1 CHF/kW_B steigen (entspricht 10 CHF/kW_B bei einem Anstieg von 1 Rp./kWh). So könnte der Wille des Gesetzgebers von 2008, welcher Wasserzinse von 100 CHF/kWB bei Marktpreisen von rund 120 CHF/MWh bestimmte, gut wiedergegeben werden.

Eventualantrag

Bundesgesetz über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte (Wasserrechtsgesetz, WRG)
Art. 49

¹ Der Wasserzins darf bis Ende 2022 jährlich 41 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung nicht übersteigen. Davon kann der Bund höchstens 1 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung zur Finanzierung der Ausgleichsleistungen an Kantone und Gemeinden nach Artikel 22 Absätze 3-5 beziehen.

^{1bis} Der Bundesrat unterbreitet der Bundesversammlung rechtzeitig einen Erlassentwurf für die eines flexiblen Wasserzinses, der sich aus einem fixen und einem variablen Teil zusammensetzt, für die Zeit nach dem 1. Januar 2023.

8. Begründung

Sollte unserem Hauptantrag nicht stattgegeben und die Einführung eines flexiblen Wasserzins ab 2020 nicht vorgesehen werden, beantragen wir eine deutlich stärkere Reduktion des Wasserzinsmaximums in der Übergangsfrist. Als mögliches Kriterium zur Bestimmung einer angemessenen Höhe des Wasserzinsmaximums bietet sich die seit der Einführung des Wasserzinses aufgelaufene Teuerung an. Wird dieses Kriterium zugrunde gelegt, müsste sich die Höhe des Wasserzinsmaximums in der Übergangsfrist auf 41 CHF/kW_B belaufen.

Mit der Änderung von Art. 49 Abs. 1^{bis} wird schliesslich sichergestellt, dass der Bundesrat der Bundesversammlung rechtzeitig vor Ablauf der dreijährigen Übergangsfrist eine Flexibilisierung des Wasserzinses unterbreitet.

Wir bitten Sie, sehr geehrte Damen und Herren, unserer Stellungnahme bei der weiteren Behandlung dieses Geschäfts Rechnung zu tragen.

Freundliche Grüsse
Kraftwerke Oberhasli AG



Daniel Fischlin
CEO



Melchior Blatter
Fachspezialist Assistenz Dienste



Secrétariat général

revision-wrg@bfe.admin.ch

OFEN
Section Force hydraulique
3003 Berne

Genève, le 4 août 2017
FER No 33-2017

Consultation sur la révision de la loi sur l'utilisation des forces hydrauliques

Madame, Monsieur,

Nous vous faisons part des remarques de la Fédération des Entreprises Romandes (FER) dans le délai imparti. Notre réponse engage l'ensemble des antennes régionales de la FER, à l'exception de la FER Valais (FER-Vs) qui ne soutient pas la présente position, mais celle de l'Etat du Valais. Ainsi, dans ce qui suit, la dénomination « notre Fédération » fait exception de la FER-Vs.

Notre Fédération est bien consciente de la problématique de l'utilisation des forces hydrauliques en Suisse dans le cadre du fonctionnement actuel du marché, avec des prix de l'électricité historiquement bas et de plus peu anticipés par les acteurs concernés.

Dans cette perspective, nous sommes favorables à une baisse de la redevance hydraulique maximale de CHF.110.- par kilowatt théorique à CHF. 80.- pendant une période transitoire de 2020 à 2022.

Cette baisse doit s'appliquer à toutes les centrales, et non pas seulement aux « centrales nettement déficitaires », ce qui pourrait être selon vous une variante à explorer; il s'agit en effet d'appliquer un principe d'équité ne pénalisant pas les centrales mieux gérées en faveur de celles lourdement endettées suite à des orientations stratégiques malvenues. De plus, une telle façon de faire évitera de nombreux litiges en étant bien plus claire pour l'ensemble des parties prenantes.

Cette baisse de la redevance hydraulique est certainement la solution la plus adaptée à court terme pour réduire les charges des centrales hydro-électriques, tout en ne mettant pas en difficulté les communautés publiques recevant les produits de la redevance hydraulique, puisque ce taux ne fait que revenir à celui qui prévalait en 2011.

Vous préconisez de mettre en place à partir de 2023 un système flexible de redevance hydraulique. Ce système aurait une partie fixe indépendante du marché et une partie variable qui dépendrait du prix de marché de référence de l'électricité provenant de la force hydraulique suisse.

Notre Fédération est d'avis que le système de financement lié à l'énergie hydraulique doit être complètement revu, plutôt que d'essayer d'adapter le système existant avec du fixe et du variable ; la priorité de ce nouveau système est de se prémunir définitivement des investissements « hasardeux » de ces dernières années qui se sont traduits par des travaux disproportionnés, notamment en matière d'aménagements de pompage-turbinage, dans un marché déjà plus qu'incertain.

Le fait que des collectivités publiques bénéficient des dividendes des sociétés hydro-électriques dont elles sont les principales actionnaires, alors que d'autres communautés, voire parfois les mêmes, empochent les produits d'une redevance hydraulique datant de la grande époque de construction des barrages, devient difficile à défendre politiquement, car le contribuable ne peut pas que payer plus pour une électricité qui est payée de moins en moins sur le marché, sans en avoir réellement le choix et sans voir sa fiscalité réduite, alors que la libéralisation du marché de l'électricité devait lui être profitable.

Le premier volet de la stratégie énergétique 2050 récemment accepté par le peuple suisse a introduit un subventionnement limité dans le temps du secteur hydraulique destiné à l'aider à se relever dans cette période économique difficile. Ce subventionnement, que nous avons du reste approuvé, est certes nécessaire, mais il ne doit en aucun cas être amené à perdurer.

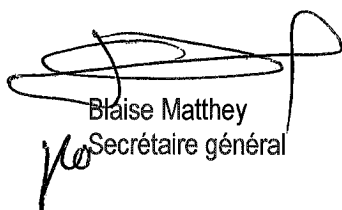
En effet, le Conseil fédéral doit maintenant trouver de nouvelles solutions de financement en se demandant qui subventionne quoi et ce qu'il en coûte finalement aux contribuables, aux consommateurs et aux entreprises, au lieu d'institutionnaliser ce qui a pu fonctionner à une certaine époque.

Pénaliser les métropoles consommatrices de courant et génératrices des richesses nationales dans une conjoncture particulièrement tendue due à un franc fort et à une concurrence exacerbée en faveur des cantons alpins qui bénéficient déjà de la péréquation financière ne nous semble pas une approche territoriale adaptée aux enjeux du millénaire.

Notre Fédération attend donc de la part du Conseil fédéral une véritable réflexion basée sur une approche systémique du fonctionnement du secteur hydraulique.

L'horizon 2023 étant déjà très proche, une nouvelle baisse de la redevance hydraulique pourrait être envisagée pendant une nouvelle période transitoire si le fonctionnement actuel du marché de l'électricité était amené à se détériorer encore pour le secteur de l'hydraulique, dans l'attente du nouveau système de financement demandé.

En vous remerciant de l'attention portée à ces quelques lignes, nous vous prions de croire, Madame, Monsieur, à l'expression de notre parfaite considération.



Blaise Matthey
Secrétaire général



Olivier Ballissat
Un secrétaire



Bundesanmt für Energie
Sektion Wasserkraft
3003 Bern

VSEI
USIE

Limmatstrasse 63
8005 Zürich
044 444 17 17
www.vsei.ch

Zürich, 13. September 2017

lk

Vernehmlassungsverfahren: Revision Wasserrechtsgesetz

Sehr geehrter Damen und Herren

Im Namen des Verbands Schweizerischer Elektro-Installationsfirmen (VSEI) danken wir Ihnen für die Möglichkeit, zur Revision des Wasserrechtsgesetzes Stellung nehmen zu können.

Der VSEI ist die Berufsorganisation für rund 2'000 Elektro- und Telekommunikations-Installationsfirmen mit über 40'000 Mitarbeitenden. Jährlich schliessen ca. 3'000 Lernende ihre Grundbildung in einem der VSEI-Berufe Elektroinstallateur, Montage-Elektriker, Telematiker und Elektroplaner ab. Die Ausbildung zum Elektroinstallateur EFZ gehört zu den zehn meist gewählten Grundbildungen. Mehr als 1'300 Personen absolvieren jährlich eine Prüfung auf Niveau Berufsprüfung und höhere Fachprüfung. Damit ist die Branche eine der grössten Ausbilderinnen im Bereich der handwerklichen Berufe in der Schweiz.

Die Wasserkraft ist ein wichtiger Pfeiler des schweizerischen Energiesystems. Vor dem Hintergrund des ersten Massnahmenpakets der Energiestrategie 2050 nimmt ihre Bedeutung weiter zu. Aufgrund der sich veränderten Rahmenbedingungen kämpfen derzeit viele Kraftwerke mit wirtschaftlichen Schwierigkeiten. Nicht zuletzt deshalb soll die Grosswasserkraft in Zusammenhang mit dem revidierten Energiegesetz (EnG) zeitlich befristet unterstützt werden. Unser Verband begrüsst die zeitliche Befristung und die damit geplante Einführung eines marktnahen Modells für die Zeit nach dem Auslaufen des Einspeisevergütungssystems. Wir begrüssen ebenfalls die langfristig geplante Einführung eines flexiblen Systems für den Wasserzins. Eine faire und zukunftsfähige Neuregelung berücksichtigt dabei die Bedeutung der Wasserzinsen als Einnahmequelle für Standortkantone und -gemeinden als auch die wirtschaftlichen Bedingungen der Wasserkraftwerke. Grundsätzlich unterstützen wir deshalb auch eine Zweiteilung in einen fixen und in einen variablen Teil.

Wir unterstützen die im vorliegenden Gesetzesentwurf vorgeschlagene Senkung des Wasserzinsmaximums von 110 Fr./kW_{br} auf 80 Fr./kW_{br} (Art. 49 Abs. 1). Die im erläuternden Bericht zur Diskussion gestellte Variante lehnen wir ab. Eine derartige Regelung ist unseres Erachtens nicht zielführend. Zudem würde ein solches System zu einer „Zweiklassengesellschaft“ führen. Die resultierenden Wettbewerbsverzerrungen zwischen den Wasserkraftproduzenten würden die günstigeren Kraftwerke bestrafen.

Die Regelung, wonach bei Wasserkraftwerken, die einen Investitionsbeitrag erhalten, die Zusatzproduktion während zehn Jahren vom Wasserzins befreit werden soll, begrüßen wir (Art. 50a).

Wir danken Ihnen für die wohlwollende Prüfung und die Berücksichtigung unserer Anliegen.

Freundliche Grüsse



Simon Hämmerli
Direktion



Laura Köpp
Direktion

**VSEI
USIE**

Limmatstrasse 63
8005 Zürich
044 444 17 17
www.vsei.ch

Bundesamt für Energie
Sektion Wasserkraft
3003 Bern

Per e-mail an
revision-wrg@bfe.admin.ch

Wirtschaftspolitik

Dr. Sonja Studer
Ressortleiterin Energie

Pfingstweidstrasse 102
Postfach
CH-8037 Zürich
Tel. +41 44 384 48 66

s.studer@swissmem.ch
www.swissmem.ch

Zürich, 26. September 2017

Vernehmlassung zur Revision des Wasserrechtsgesetzes

Sehr geehrte Damen und Herren,

Wir danken Ihnen für die Gelegenheit, zur Revision des Wasserrechtsgesetzes Stellung zu nehmen. Swissmem vertritt die Interessen von mehr als 1'000 Unternehmen der schweizerischen Maschinen-, Elektro- und Metallindustrie (MEM-Industrie) sowie verwandter technologieorientierter Branchen. Die MEM-Industrie stellt einen der grössten industriellen Sektoren der Schweizer Wirtschaft dar und erbringt die Hälfte der industriellen Wertschöpfung. Dies entspricht über 7 Prozent des Bruttoinlandprodukts der Schweiz. Die MEM-Industrie ist mit rund 320'000 Beschäftigten die mit Abstand grösste industrielle Arbeitgeberin und bestreitet mit Exporten von 63 Milliarden CHF gut ein Drittel der gesamten Güter-Ausfuhren der Schweiz. Die Branche wird durch KMU geprägt; 99 Prozent der Unternehmen beschäftigen weniger als 250 Mitarbeitende. Etwa 59 Prozent der ausgeführten Güter der MEM-Industrie werden in die EU exportiert.

Grundsätzliche Bemerkungen

Eine sichere Stromversorgung zu wettbewerbsfähigen Preisen stellt für die MEM-Industrie einen wichtigen Standortfaktor dar. Da der Wasserzins die Kosten für die Schweizer Wasserkraftproduktion beträchtlich erhöht und die Wettbewerbsfähigkeit der einheimischen Stromproduzenten beeinträchtigt, ist die zukünftige Wasserzinsregelung auch für die MEM-Industrie als Stromkonsumentin von hoher Relevanz.

Uns ist bewusst, dass der Wasserzins für die betroffenen Standortkantone eine bedeutende Einnahmequelle darstellt. Die Stützung strukturschwächerer Regionen ist ein wichtiges und berechtigtes Anliegen, doch dieses fällt nicht in den Bereich der Energie-, sondern der Finanzpolitik. Daher sind wir der Ansicht, dass grundsätzlich nicht der Wasserzins, sondern der Finanzausgleich das passende Instrument darstellt, um diese Ziele zu erreichen. Eine entsprechende Öffnung des nationalen Finanzausgleichs darf längerfristig kein Tabu bleiben.

Ganz abgesehen von dieser grundsätzlichen Überlegung steht die gegenwärtige starre Wasserzinsregelung nicht mehr im Einklang mit den Gegebenheiten des teilliberalisierten Strommarkts – und erst recht nicht mit dem angestrebten vollständig geöffneten Markt. Eine Flexibilisierung des Wasserzinsregimes, die den Marktwert der Wasserkraft berücksichtigt, ist daher dringend angezeigt.

Einschätzung der vorgeschlagenen Lösung

Wir begrüßen die Absicht des Bundesrats, die Wasserzinsen ab 2020 neu zu regeln und den heute geltenden Maximalsatz zu reduzieren. Rückblickend erweist sich die letzte Erhöhung des maximalen Wasserzinses als nicht gerechtfertigt, da sich weder die Strommarktpreise noch die Teuerung entlang der damaligen Annahmen entwickelt haben. Wir sehen auch keine Anzeichen dafür, dass sich dies in absehbarer Zukunft ändern wird. Es ist daher nur folgerichtig, die Erhöhungsschritte von 2011 und 2015 wieder rückgängig zu machen.

Diese Senkung bringt den Wasserkraftproduzenten eine wesentliche Entlastung; sie ändert jedoch nichts an den oben skizzierten grundsätzlichen Schwächen des heutigen Regimes. Wir halten es daher für konsequenter, das gegenwärtige System nicht durch die geplante Übergangsfrist für drei weitere Jahre zu verlängern, sondern direkt ab 2020 in ein marktnäheres System zu wechseln. Dieses soll für alle Wasserkraftwerke gleichermaßen gelten. In diesem Sinne lehnen wir die Variante ab, wonach nur notleidende Kraftwerke von einer Senkung der Wasserzinsen profitieren können.

Die vorgeschlagene Aufteilung des Wasserzinses in einen fixen und einen variablen, vom Marktwert der Wasserkraft abhängigen Teil erscheint uns grundsätzlich sinnvoll. Entscheidend ist dabei die Festlegung der einzelnen Parameter. So muss zum Beispiel die Höhe des Sockelbeitrags signifikant tiefer sein als das heutige Wasserzinsmaximum. In diesem Prozess müssen alle Akteure, also auch die Stromkonsumenten, angehört und einbezogen werden.

Der erläuternde Bericht lässt offen, wie die Kosten im flexibilisierten Wasserzinssystem verteilt werden sollen. Aus Sicht von Swissmem sind auch die Sockelkosten weiterhin von den Stromproduzenten zu tragen und nicht der Allgemeinheit anzulasten oder direkt auf die Stromkonsumenten zu überwälzen. Insbesondere die Einführung einer neuen Abgabe auf dem Übertragungsnetz würden wir entschieden ablehnen.

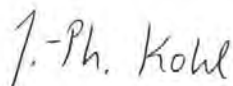
Fazit

Aus Sicht von Swissmem ist es dringend notwendig, das Wasserzinsmaximum zu senken und die Wasserzinsregelung flexibler und marktnäher auszugestalten. Die Vorschläge des Bundesrats weisen dabei in die richtige Richtung, der Systemwechsel sollte aus unserer Sicht aber rascher vollzogen werden. Längerfristig muss zur Stützung strukturschwächerer Regionen eine Lösung im Rahmen des Finanzausgleichs gefunden werden.

Die Betreiber von Schweizer Wasserkraftwerken werden durch die geplante Anpassung der Wasserzinsregelung finanziell deutlich entlastet. Darüber hinaus wurde bereits im Rahmen der Energiestrategie 2050 eine Marktprämie für die Grosswasserkraft beschlossen. Für Swissmem ist klar, dass mit der Umsetzung dieser beiden Massnahmen kein Bedarf für zusätzliche kurzfristige Stützungsmaßnahmen zugunsten der Wasserkraft mehr besteht.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen.

Freundliche Grüsse



Dr. Jean-Philippe Kohl
Vizedirektor



Dr. Sonja Studer
Ressortleiterin Energie



InteressenGemeinschaft Energieintensive Branchen

Bundesamt für Energie
Sektion Wasserkraft
3003 Bern

Per E-Mail

Zürich, 27. September 2017

Revision Wasserrechtsgesetz (WRG) – Neuregelung Wasserzinsen Vernehmlassung

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 22. Juni 2017 haben Sie uns eingeladen, zu Ihrem Gesetzesentwurf für eine Teilrevision des Bundesgesetzes über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte (Wasserrechtsgesetz, WRG) Stellung zu nehmen. Wir danken Ihnen für die Gelegenheit zur Stellungnahme und wir äussern uns hiermit gerne innert Frist.

Unsere Interessengemeinschaft der energieintensiven Basisindustrien unseres Landes repräsentiert rund sechs Prozent des schweizerischen Stromendverbrauchs und organisiert jene Branchen und Betriebe, bei welchen der Energiekostenanteil gemessen an der Bruttowertschöpfung besonders hoch und die Strompreise im internationalen Standortwettbewerb dementsprechend existentielle Bedeutung haben. In der IGEB sind die Branchenverbände der Papier-, Glas-, Ziegel-, Zement-, Giesserei- und Mischgutindustrie sowie Einzelbetriebe der Stahl-, Chemie-, Holzfasern- und Gasindustrie vereinigt. Die IGEB-Betriebe gehören selbstredend zu jener Stromkonsumenten-kategorie, welche seit der Öffnung des Endkundenmarktes im Jahre 2009 die freie Lieferantenwahl in Anspruch nehmen kann und somit die Wasserzinsen als Teil der Gesteuerungskosten der Wasserkraft nicht mehr übernehmen muss. Der Preis für Energie richtet sich nicht mehr nach den Gesteuerungskosten, sondern nach dem Preis, der aufgrund von Angebot und Nachfrage gebildet wird. Die IGEB bleibt aber aus nahe liegenden Gründen sehr **wachsam**, dass bei der **künftigen Ausgestaltung des Strommarktdesigns** im Rahmen der angekündigten und schon bald anstehenden Totalrevision des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) die gleich langen Spiesse der industriellen Stromendverbraucher beim Strompreis gewährleistet bleiben und dass der **Wegfall oder die Verminderung des Wasserzinses nicht wieder bei den Stromnetz-kosten kompensiert** wird. Für die **Ressourcensteuer** wie sie die Wasserzinsen letztlich darstellen, gibt es grundsätzlich **keine ökonomische Begründung**. Wasserzinsen sollen **nicht als strukturpolitisches Instrument eingesetzt** werden. Die ausländische Konkurrenz unserer Betriebe bezahlt keine oder weniger Wasserzinsen. Ihrem Erläuternden Bericht zufolge, hat die Vorlage zwar keine direkten Auswirkungen auf die industriellen Stromendverbraucher (Erl. Bericht, Ziff.3.2, S. 11). Der hohen Bedeutung, der wir allen strompolitischen Vorlagen aber zumessen, haben wir Ihren Vernehmlassungsentwurf für ein teilrevidiertes WRG in einer **internen Arbeitsgruppe** einer genaueren Prüfung unterzogen. Zudem

haben wir in einer einschlägigen **Arbeitsgruppe unseres Dachverbandes economiesuisse** mitgewirkt, in welcher auch die Strombranche vertreten war.

Unsere **nachstehenden Positionen** stützen sich auf die erwähnten Diskussionsergebnisse in den erwähnten Arbeitsgruppen.

- Die von Ihnen **vorgeschlagene Übergangsregelung, das Wasserzinsmaximum** für die Zeit von 2020 bis 2022 auf 80 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung **zu reduzieren** (Art. 49 Abs.1, 1^{bis} und 2 erster Satz WRG) geht zwar **in die richtige Richtung, greift** unseres Erachtens **aber zu kurz**. Mit der blossen Reduzierung des Wasserzinsmaximums wird ein falscher Ansatz bzw. ein **Systemfehler fortgeschrieben**. Wie bereits erwähnt gibt es für diese Ressourcensteuer grundsätzlich keine ökonomische Begründung. Wir sind der Auffassung, dass über Instrumente wie der Wasserzins keine Strukturpolitik oder ein innerschweizerischer Finanzausgleich betrieben werden darf. Für den finanzpolitischen Ausgleich unter den Kantonen ist der föderalistisch und politisch motivierte bzw. etablierte Finanzausgleich (NFA) heranzuziehen.
- Wir hegen **Zweifel** daran, dass die **Rentabilität der Wasserkraft ganz generell gefährdet** ist. Die entsprechenden Verlautbarungen sind widersprüchlich und es herrscht **keine diesbezügliche Kostentransparenz**.
- Sie schlagen vor, für den Wasserzins langfristig, im Anschluss an die Übergangsregelung und in einer separaten Vorlage ein **flexibles System** zu schaffen, bei welchem ein **fixer Zinssatz** unabhängig vom Marktumfeld maximal zu bezahlen sein wird. Ein **variabler Teil** soll darüber hinaus in Abhängigkeit des Referenzmarktpreises für Strom aus Schweizer Wasserkraft berechnet werden (Erl. Bericht Ziff. 1.4, S.6 ff.). Sollte entgegen unserer grundsätzlichen Ansicht an einem Wasserzinsmodell festgehalten werden, dann ist **eventualiter** das von Ihnen im Erläuternden Bericht skizzierte Modell nicht erst nach der von Ihnen vorgeschlagenen Übergangszeit, sondern **direkt ab dem Jahre 2020 einzuführen**. Es erscheint uns mit anderen Worten auf dem Weg der wünschbaren Eliminierung des Wasserzinses zweckmässig, wenn sich das künftige Wasserzinsmaximum an einem Referenzmarktpreis orientieren sollte. Dass dabei das Wasserzinsmaximum schwanken würde, wäre selbstverständlich in Kauf zu nehmen.
- **Eine fixe Abgabe oder ein Sockelbeitrag** auf tieferer Basis **lehnen wir ab**. Bei Einführung eines solchen Sockelbeitrages würde das Interesse der Stromproduzenten an einer vollen Strommarktöffnung erlöschen. Die IGEB hat sich stets für eine volle Strommarktöffnung ausgesprochen und ist froh, dass nun auch aus dem Parlament entsprechende Initiativen (Pa. Iv Bigler) angestossen worden sind. Mit Ihnen sind wir der Auffassung, dass die von Ihnen vorgeschlagene Lösung die zweite Etappe der Strommarktöffnung erleichtert, indem das reduzierte Wasserzinsmaximum die Lücke zwischen Marktpreisen und Gestehungskosten vermindert werden und die Wasserkraftwerke dadurch näher an die Wettbewerbsfähigkeit herangeführt wird (Erl. Bericht, Ziff. 4.2.2, S.12). Sollte entgegen unserem Antrag auf das zur Diskussion gestellte flexible Wasserzinsmodell (Erl. Bericht Ziff. 1.4, S.6f.) in einer mittel- oder langfristigen Perspektive abgestellt werden, dann müsste dieser Sockelbeitrag **eventualiter auf einer möglichst tiefen Basis** festgelegt werden. Wir sind der dezidierten Auffassung, dass dieser möglichst tief angelegte Sockelbeitrag **zulasten des Konzessionsnehmers (EVU)** bzw. der Branche und nicht zulasten der Allgemeinheit erhoben werden soll. Wenn Teile der Strombranche in diesem Zusammenhang von der „Allgemeinheit“ sprechen, welche den Sockelbeitrag finanzieren soll, dann verschleiert dies wohl den Umstand, dass letztlich die Stromendverbraucher im Visier sind.

- Als von dieser Vorlage grossmehrheitlich nicht direkt betroffene industrielle Stromendverbraucher plädieren wir dafür, dass bereits bei der **Neuregelung des bundesrechtlichen Wasserzinsmaximums** im WRG die Gelegenheit wahrgenommen wird, das mit einer Totalrevision des StromVG angekündigte **neue Strommarktdesign zu erleichtern** bzw. kompatibel zu gestalten. Ohne der kommenden Diskussion vorgreifen zu wollen, werden sich die Energieintensiven grundsätzlich **gegen weitere Subventionen** wenden, sich auf die **Versorgungssicherheit** fokussieren, namentlich die **Netzkosten genau im Auge behalten** und sich für die **vollständige Strommarktöffnung und für ein Stromabkommen mit Europa** engagieren. Ausserdem wird die Schweiz nach der Annahme der Energiestrategie 2050 nicht darum herumkommen, einen bedarfsgerechten Zubau neuer Produktionskapazitäten (z.B. GuD) und das Ausschöpfen der Energieeffizienzpotentiale auch ausserhalb des Industriesektors voranzutreiben.

Wir danken Ihnen für die Gelegenheit zur Meinungsäusserung und empfehlen Ihnen unsere Bemerkungen und Positionen zur Berücksichtigung bei der weiteren Behandlung dieses Geschäftes.

Freundliche Grüsse



Frank R. Ruepp
Präsident



Max Fritz
Geschäftsführer

sia

schweizerischer ingenieur- und architektenverein
société suisse des ingénieurs et des architectes
società svizzera degli ingegneri e degli architetti
swiss society of engineers and architects

Eidgenössisches Departement für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Frau Bundespräsidentin Doris Leuthard

Luca Pirovino
Verantwortlicher Energie
luca.pirovino@sia.ch
+41 44 283 15 87

Zürich, 3. Oktober 2017

Stellungnahme Revision Wasserrechtsgesetz

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin

Wir bedanken uns für die Möglichkeit zur Stellungnahme zur Revision des Wasserrechtsgesetzes.

Grundsätzlich begrüsst der SIA die eingeschlagene Stossrichtung hin zu mehr Flexibilität und Markt. Der SIA befürwortet die Umsetzung der Energiestrategie 2050. Eine Reduktion der Wasserzinsen macht die erneuerbare Energie aus Wasserkraft im Vergleich zu den anderen Energieträgern rentabler und wird unterstützt. Dennoch gilt festzuhalten, dass die bisherigen Massnahmen bezüglich Wasserkraft vor allem kurzfristiger Natur sind. Subventionen und Preissenkung zementieren den Status Quo anstatt die Chancen der Wasserkraft zum Tragen zu bringen.

Für die Umsetzung der Energiestrategie 2050 ist eine langfristige Planung notwendig, bei welcher der Wasserkraft eine tragende Rolle als Energiespeicher zukommt. Langfristig sollte der Aspekt der Klimaerwärmung ebenfalls nicht ausser Acht gelassen werden. Das Gletscherschwinden und damit das Wegfallen von natürlichen saisonalen Wasserspeichern zusammen mit heisserem Klima und längeren Trockenphasen im Sommer wird in Zukunft das Speichern von Wasser in den Alpen auch für die Landwirtschaft unerlässlich machen. Die Wasserkraft als saisonaler Stromspeicher in einem auf erneuerbare Energie basierenden Gesamtsystem ist zentral. Das Schweizer Stromsystem ist so umzubauen, dass der Mehrwert der Wasserkraft langfristig zur Geltung kommt. In einem vollständig liberalisierten Markt, der auf erneuerbare Energien basiert, sind die Strompreise dann hoch, wenn Strommangel herrscht. Genau dann kommt die Wasserkraft zum Zug.

Der SIA schlägt folgendes Vorgehen zum Umbau vor:

1. Rückzug sämtlicher Investitionen von Schweizer Elektrizitätswerken in öffentlicher Hand in fossile Energieerzeuger im In- und Ausland und stattdessen Investition in langfristige Projekte von erneuerbarer Energie
2. Angemessen hohe CO₂-Abgabe auf importiertem fossilem Strom (Lenkungsabgabe)
3. Voranbringen des Atomausstieges zur Befreiung von der Bandlast, was die Möglichkeit zur Abschaffung des Nachtтарифes gibt
4. Komplette Liberalisierung des Strommarktes
5. Flexible Stromtarife, die sich nach Angebot und Nachfrage richten
6. Vorantreiben des Zubaus an neuen erneuerbaren Energien mit Fokus PV
7. Produktion und Speicherung von Strom möglichst vor Ort

Das flexible System für die zukünftige Festlegung der Wasserzinsen gibt den Wasserkraftwerken zu wenige Anreize, die Gestehungskosten zu minimieren und neue Businessmodelle zu entwickeln. Zwar werden zur Festlegung des Wasserzinsmaximums nicht die individuellen Kosten pro Wasserkraftwerk genommen (Einzelfallbetrachtung), sondern repräsentative Werte für ein mittleres Schweizer Wasserkraftwerk, was vom SIA unterstützt wird. Es fehlen aber Massnahmen, um die Wasserkraft nicht über Subventionen und Zuschüsse zu stützen sondern dank effektivem Mehrwert am Markt attraktiv zu machen und so einen angemessenen Preis für Wasserkraftstrom langfristig zu behaupten.

Freundliche Grüsse



Adrian Altenburger
Vizepräsident SIA und
Präsident Fachrat Energie



Luca Pirovino
Verantwortlicher Energie

Bundesamt für Energie
Sektion Wasserkraft

3003 Bern
per Email an: revision-wrg@bfe.admin.ch

Ihre Ansprechperson:
Walter Müller
+41 (0)44 252 57 53
w.mueller@stromkunden.ch

Dokument:
SN_Wasserrechtskonzessionen_fin.docx

Zürich, 13. Oktober 2017

Revision Wasserrechtsgesetz (WRG) Stellungnahme

Sehr geehrte Damen und Herren

Per Email vom 22. Juni 2017 haben Sie uns eingeladen, zur Revision des Bundesgesetzes über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte bis am 13. Oktober 2017 schriftlich Stellung zu nehmen, was wir hiermit gerne tun.

1. Ausgangslage

- Das gemäss kantonalem Recht zur Konzessionserteilung befugte Gemeinwesen kann die öffentlichen Gewässer selbst nutzbar machen oder das entsprechende Sondernutzungsrecht Dritten während einer bestimmten Dauer zur Nutzung überlassen. Dafür kann es einen Wasserzins verlangen, wobei der Bundesgesetzgeber das Maximum festlegt.
- Seit seiner Einführung anno 1918 wurde der Wasserzins in unregelmässigen Abständen an die Teuerung angepasst. In der jüngeren Vergangenheit wurde die Höhe des Wasserzinses nicht mehr nur mit dem Sondernutzungsrecht an der Ressource Wasser begründet, sondern zunehmend auch mit dem Mehrwert, der sich mit der Stromproduktion erzielen lässt. Teuerungsbereinigt liegt das Wasserzinsmaximum mittlerweile rund drei Mal höher als bei seiner Einführung.
- Seit der Strommarkt zumindest für Endverbraucher ab 100 MWh Jahresverbrauch geöffnet ist, richtet sich der Preis für die Energie nicht mehr nach den Gestehungskosten sondern nach dem Marktpreis, der aufgrund von Angebot und Nachfrage gebildet wird. Im offenen Strommarkt können Wasserzinsen nicht als Teil der Gestehungskosten an die Kunden durchgereicht werden.

2. Grundsätzliches

- Die Befristung der bis Ende 2019 gültigen Regelung für das Wasserzinsmaximum erweist sich als taktisch klug, weil sie jetzt eine Nachfolgeregelung nötig macht, bei der die Strommarktöffnung und die internationale Strompreisentwicklung berücksichtigt werden können. Ursprünglich wurden Wasserzinsen eingeführt, um die meist strukturschwachen Regionen zu stützen, in denen die Kraftwerke gebaut wurden. Seither wurde dafür das Instrument des Finanzausgleichs geschaffen. Dieses und nicht die Wasserzinsen sind das richtige Instrument für Strukturpolitik.
- Die Aussagen betreffend Rentabilität der Wasserkraft sind widersprüchlich. Sowohl die Gewährung der im Energiegesetz vorgesehenen Marktprämie wie auch die hier behandelte Reduktion des Wasserzinses sind deshalb bestenfalls nur für nachweislich unrentable Kraftwerke gerechtfertigt. Es gibt Hinweise, dass längst nicht alle Wasserkraftwerke Strom defizitär produzieren. Möglicherweise erwarten Eigentümer unrealistisch hohe Eigenkapitalrenditen. Ohne Offenlegung der Geschäftszahlen sollten sie kein Entgegenkommen der konzедierenden Gemeinwesen bezüglich Reduktion des Wasserzinses erwarten.
- Volle Kostentransparenz ist generell bei allen Bestrebungen erforderlich, mit denen wegen angeblich mangelnder Rentabilität via Abgaben auf dem Übertragungsnetz Subventionen für die Stützung der Schweizer Wasserkraft auf Endverbraucher überwältigt werden sollen. Alsdann sind derartige Belastungen der Endverbraucher diesen in besseren Zeiten wieder zurück zu erstatten, sonst kommt dies einer dauerhaften Belohnung von erfolglosen Unternehmen gleich.
- Die Erhöhungen des Maximalsatzes von 2011 und 2015 sind rückblickend aufgrund der tiefen Preise am Strommarkt nicht gerechtfertigt. Sie wurden damals damit begründet, dass «die Strompreise und der Wert der Ressource Wasser insgesamt ansteigen» (Parlamentarische Initiative Angemessene Wasserzinsen, UREK-S 2009). Das war eine Annahme, die sich bislang nicht bewahrheitet hat, im Gegenteil. Mit derselben Logik kann das Wasserzinsmaximum jetzt wieder reduziert werden.
- Von den Kraftwerken in Berggebieten profitieren nicht nur die konzедierenden Gemeinwesen. Kraftwerksbetreiber sind in diesen oft strukturschwachen Regionen wichtige Arbeitgeber. Falls die Konzessionsabgaben ein Ausmass erreichen, mit dem das wirtschaftliche Überleben eines Kraftwerkes gefährdet wird, ist ein Beitrag der Konzessionsgeber gerechtfertigt. In Anbetracht der aktuellen Marktpreise sollen sie Begehrlichkeiten zügeln und damit zum Erhalt der Arbeitsplätze in ihren Regionen beitragen. Die Alternative ist, unrentable Kraftwerke in den Konkurs zu schicken. Dann kann sie das konzедierende Gemeinwesen kaufen und selber betreiben.
- Sowohl von den Eigentümern der Kraftwerke wie auch den konzедierenden Gemeinwesen kann erwartet werden, dass sie in guten Zeiten Schwankungsreserven bilden, die ihnen in schlechteren Zeiten zur Verfügung stehen. In guten Zeiten Gewinne mitzunehmen und dafür in schlechten

Zeiten via parlamentarische Vorstösse einfach neue Subventionstatbestände zu Lasten der Verbraucher zu schaffen, geht nicht.

3. Konkret zur Vorlage

Art. 7 WRG

Zustimmung; Kompetenzen werden geklärt.

Art. 49 Abs. 1, 1^{bis} und 2 erster Satz WRG

Die GGS begrüsst die Absicht, die Höhe und das Modell für den Wasserzins für die Übergangszeit zwischen 2020 bis 2022 auf einen Maximalsatz von CHF 80 pro Kilowatt Bruttoleistung zu begrenzen. Seit der Einführung der Wasserzinsen wurde das Maximum teuerungsbereinigt fast verdreifacht. Mit dem Vorschlag soll das Maximum des Wasserzinses wieder auf das Niveau zum Zeitpunkt der Strommarktöffnung reduziert werden. Teuerungsbereinigt ist das immer noch fast doppelt so hoch wie bei dessen Einführung anno 1918.

Art. 50a WRG

Die GGS unterstützt den Vorschlag für Art. 50a WRG, dass bei Anlagen, die gemäss Art. 26 EnG zu Lasten aller Verbraucher einen Investitionsbeitrag erhalten, während der ersten 10 Jahre nach Inbetriebnahme keine Konzessionsabgabe bzw. bei erweiterten Anlagen nur eine ermässigte Abgabe geschuldet ist.

Art. 51 Randtitel und Abs. 1 WRG

Zustimmung.

4. Marktdesign

- Der Blick über die Grenzen zeigt, dass Sondernutzungsrechte für die Nutzung der Wasserkraft sehr unterschiedlich gehandhabt werden, wobei der Wasserzins in der Schweiz bemerkenswert hoch ist und den Charakter eines Finanzausgleichs hat. Die Vermischung von Finanzausgleich und Strommarkt erhöht die Kosten der Schweizer Stromproduzenten und beeinträchtigt deren internationale Wettbewerbsfähigkeit. Das Beste wäre, den Wasserzins komplett abzuschaffen und den Aspekt der Finanzpolitik im Rahmen des nationalen Finanzausgleichs zu lösen.
- Eventualiter ist der Vorschlag der Kraftwerksbetreiber, die Konzessionsabgabe an den Erfolg zu koppeln, der mit der Nutzung der Wasserkraft für die Stromproduktion erzielt wird, nachvollziehbar. Wenn dauerhaft mit der Nutzung der Wasserkraft kein Erfolg erzielt werden kann, dann wird das Recht zur Nutzung der Ressource Wasser am Markt nicht honoriert und hat bestenfalls strategische Bedeutung im Rahmen einer auf das Inland fokussierten Energiestrategie des Bundesrates. Dieser soll nicht noch mehr planwirtschaftlich-dirigistisch eingreifen sondern endlich den Strommarkt vollständig öffnen und das Stromabkommen mit der EU abschliessen,

damit die Schweizer Wasserkraftwerke möglichst ungehinderten Zugang zum EU-Strombinnenmarkt erhalten, beispielsweise auch zu den neuen Kapazitätsmärkten.

- Eventualiter wird ein Modell nach 2020 begrüsst, bei dem die Konzessionsabgabe zumindest teilweise abhängig vom Erfolg ist. Die Zeit bis dahin soll genutzt werden, um eine konsensfähige Lösung zu finden. Ob eine Zweiteilung in einen fixen teuerungsangepassten Sockelbetrag für die Nutzung der Ressource Wasser und einen erfolgsabhängigen Teil für den Wert der damit erzielten Stromproduktion das richtige Modell sein wird, müssen vertiefte Gespräche mit allen Anspruchsgruppen zeigen.
- Unklar ist, wie der Wasserzins erhoben werden soll. Da es sich um eine Abgabe für die Produktion von Energie handelt, sind es Produktionskosten, die den Preis für Energie belasten und damit die Wettbewerbsfähigkeit der Produzenten beeinträchtigen. Den Wasserzins via neue Abgabe auf dem Übertragungsnetz auf die Allgemeinheit bzw. sämtliche Verbraucher zu überwälzen, lehnt die GGS ab.
- Im erläuternden Bericht zur Änderung des Wasserrechtsgesetzes wird in Kapitel 1.4 unter Flexibilisierung des Wasserzinses von einem «Referenzmarktpreis» gesprochen, der ein «repräsentativer Wert für Strom aus Schweizer Wasserkraft» darstellen und als Basis für das Wasserzinsmaximum dienen soll. Derzeit ist nicht klar, welches die Elemente eines «Referenzmarktpreises» sein sollen. Er dürfte unter anderem stark davon abhängig sein, wie flexibel die Wasserkraft auf die Nachfrage und die Schwankungen der Marktpreise reagieren kann sowie welche Märkte bewirtschaftet werden. Ein Referenzmarktpreis ist deshalb kaum für alle Kraftwerktypen gleich. Das Konzept leistet Vorschub für Bürokratie und Marktverzerrung.
- Da im Zusammenhang mit Schweizer Wasserkraft immer wieder das Thema Versorgungssicherheit bemüht wird, erlauben wir uns auf das entsprechende Positionspapier der GGS zu verweisen (Beilage & <http://www.stromkunden.ch/positionen-der-ggs/sichere-stromversorgung-markt-statt-planwirtschaft>).

Die GGS dankt für die Berücksichtigung unserer Anliegen und ist bereit, bei der Entwicklung der Lösungsvorschläge mit zu arbeiten.

Freundliche Grüsse



Andreas Münch
Präsident



Walter Müller
Geschäftsführer

Sichere Stromversorgung – Markt statt Planwirtschaft!

- **Die Energiewirtschaft ist verantwortlich für die Sicherstellung der Stromversorgung**
- **Seit der Teilmarktöffnung und schon vorher war die Versorgungssicherheit nicht gefährdet**
- **Die Marktakteure leisten gute Arbeit – staatliche Eingriffe sind nicht nötig**
- **Einbindung in den Strombinnenmarkt der EU würde die Versorgungssicherheit erhöhen**
- **Ein Marktdesign, das lediglich Partikulärinteressen dient, verteuert die Stromversorgung und verschlechtert die Versorgungssicherheit**
- **Die GGS unterstützt eine kohärente und fortschrittliche Entwicklung der Stromversorgung mit der ein Standortvorteil mit günstigen Strompreisen gesichert wird**

1. Energiewirtschaft erfüllt ihre Verantwortung für die Versorgung

Stromausfälle sind in der Schweiz selten und in der Regel schnell behoben. Trotzdem sind Bestrebungen im Gang, mit einem neuen «Marktdesign» Stromproduzenten zu stützen, weil Schweizer Wasserkraft nicht mehr rentabel aber für die Versorgung «systemrelevant» sei.

Die Elektrizitätswirtschaft befindet sich überwiegend in öffentlicher Hand. Bund und Kantone haben den verfassungsmässigen Auftrag, Rahmenbedingungen für die Energiewirtschaft zu schaffen, dass diese im Gesamtinteresse «eine ausreichende, breit gefächerte, sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung» gewährleisten kann.

Bislang hat die Stromwirtschaft ihre Versorgungsaufgabe gut erfüllt. Sie hat die Möglichkeiten des Aussenhandels vorteilhaft genutzt und ausreichend Reserven für die Wintermonate gehalten. Es gibt keinen Grund, den Handlungsspielraum mit neuen Regularien einzuschränken. Ein gleichberechtigter Zugang zum Strombinnenmarkt der EU wäre aber ein Vorteil für die hiesigen Stromproduzenten.

2. Das Gesamtinteresse ist den Partikulärinteressen übergeordnet

Die vom Stimmvolk beschlossene Energiestrategie bedeutet, dass ein wesentlicher Teil der Schweizer Stromproduktion stufenweise abgestellt wird. Diese relativ konstant verfügbare Bandlast soll zunehmend mit stochastisch produzierender Photovoltaik und Windkraft ersetzt werden. Um eine optimale Stromversorgung im Gesamtinteresse sicherstellen zu können, wird es v.a. nötig sein, flexibel auf Produktionsschwankungen zu reagieren. Mit anderen Worten, Flexibilität wird wichtiger. Diese kann sowohl produktionseitig wie auch verbraucherseitig erbracht werden. Aus Sicht der Versorgungssicherheit im Sinne von Netzstabilität ist das gleichwertig.

Flexibilität wird heute schon im Regelenergiemarkt honoriert, wobei die Zutrittsregeln traditionell Stromproduzenten bevorzugen, insbesondere die Grosswasserkraft. In Zukunft sollte Verbraucherflexibilität stärker genutzt und entsprechend belohnt werden. Für zielführend halten wir die Entwicklung eines regionalen Ansatzes für die Verbesserung der Versorgungssicherheit. Das wird am besten erreicht, wenn zuerst am Ort der dezentralen Einspeisung und des Verbrauchs für eine ausgeglichene Bilanz gesorgt wird. Die Stromwirtschaft hat es in der Hand, im Gesamtinteresse mit entsprechenden Produkten die Flexibilität der Verbraucher abzuholen.

3. Markt statt Subventionen und Abgaben

Der Preis für Strom soll den effektiven Wert der Elektrizität zum entsprechenden Zeitpunkt reflektieren. Die GGS unterstützt deshalb die Stossrichtung eines «Energy-only-Market» und sieht dessen Entwicklung Richtung zeitnahe Preissignale im 15-Minuten-Intraday Handel als den besseren Weg gegenüber einem Kapazitätsmarkt, der zu weiteren Marktverzerrungen, Abschottungen und Fehlanreizen führt und damit zwar Partikulärinteressen aber nicht der Versorgungssicherheit dient.

Wir würden es sehr begrüßen, wenn v.a. auch die staatlich geförderten Produktionstechnologien ihre Einspeisung stärker am Markt ausrichten und einen Beitrag an die Netzstabilität leisten müssten. Das würde es finanziell interessanter machen, Produktion und Verbrauch aufeinander abzustimmen und Investitionen in entsprechende Technologien auslösen, z.B. in dezentrale Speicher. Damit werden Netzstabilität und Versorgungssicherheit verbessert und die neuen erneuerbaren Energien Windkraft und Photovoltaik besser in die Stromversorgung integriert – ohne dass dafür neue Regularien geschaffen werden müssen.

Die Öffnung des Strommarktes hat zu einer Fragmentierung in Abrechnungs- und Bilanzierungseinheiten – sog. Bilanzgruppen – geführt. Diese sind angehalten, bei Swissgrid Fahrpläne über ihren Verbrauch anzumelden und müssen für Fahrplanabweichungen bezahlen. Allerdings erfolgt dieses Preissignal zu spät, so dass den Bilanzgruppenverantwortlichen für Anpassungen und Optimierungen bei Produktion, Handel und Verbrauch nicht genügend Reaktionszeit bleibt. Es braucht echtzeitbasierte Ausgleichsenergiepreise, was unter anderem grundlegende Anpassungen im Preisfindungsmechanismus für Ausgleichsenergie erforderlich macht.

4. Fazit und Forderungen der GGS

- Bislang hat die Stromwirtschaft bezüglich Versorgungssicherheit gute Arbeit geleistet. Planwirtschaftliche Vorgaben braucht sie keine.
- Die Versorgungssicherheit soll durch Einbindung in den Strombinnenmarkt der EU verbessert werden.
- Die Netzstabilität soll durch die gleichberechtigte Nutzung der Flexibilität bei den Produzenten und den Verbrauchern verbessert werden.
- Ein «Energy-only-Market» und zeitnahe Preissignale im 15-Minuten-Intraday Handel sind einem Kapazitätsmarkt vorzuziehen.
- Zur Verbesserung der Fahrplantreue müssen Ausgleichsenergiepreise in Echtzeit verfügbar sein.
- Neue zusätzliche Abgaben auf dem Übertragungsnetz zur Stützung «systemrelevanter» Kraftwerke lehnt die GGS ab.

Auskunft erteilt: Walter Müller: 044 252 57 53

Bundesamt für Energie
Sektion Wasserkraft
3003 Bern

scienceindustries
Wirtschaftsverband Chemie Pharma Biotech

Nordstrasse 15 · Postfach · 8021 Zürich
michael.matthes@scienceindustries.ch
T +41 44 368 17 24

revision-wrg@bfe.admin.ch

Zürich, 10. Oktober 2017

Revision Wasserrechtsgesetz - Vernehmlassungsverfahren

Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 22. Juni 2017 haben Sie uns zur Teilnahme an der oben erwähnten Vernehmlassung eingeladen. Dafür danken wir Ihnen und nehmen gerne wie folgt Stellung:

scienceindustries ist der Wirtschaftsverband Chemie Pharma Biotech. Mit einem Anteil von rund 45% an allen Exporten ist dies die grösste Exportindustrie und mit einem Anteil von rund 40% aller privatwirtschaftlichen Forschungsausgaben auch die grösste Forschungsindustrie der Schweiz. Die Mitgliedsunternehmen von scienceindustries beschäftigen insgesamt über 310'000 hochqualifizierte Mitarbeitende, davon etwa 70'000 in der Schweiz. Die Mitgliedsunternehmen sind stark exportorientiert und mehr als 98% ihrer Umsätze erzielen sie im Ausland.

Vor diesem Hintergrund kommt den umwelt- und energiepolitischen Rahmenbedingungen in der Schweiz eine wichtige Bedeutung zu. Standortnachteile im internationalen Wettbewerb sind in diesen Bereichen unbedingt zu vermeiden.

Position scienceindustries


- **Grundsätzliches:** scienceindustries fordert die unterbrochlose Stromversorgung zu international wettbewerbsfähigen Preisen. Die Versorgung mit inländischer und ausländischer Energie ist dabei marktwirtschaftlich zu organisieren. Die vollständige Marktöffnung und der vertraglich abgesicherte Zugang zum europäischen Markt sind von zentraler Bedeutung. Da der Wasserzins ein wichtiges Kostenelement des Strompreises ist, ist diese Revision für unsere Industrie von hoher Wichtigkeit.

Durch die Einführung einer Marktprämie im Zuge der Revision des Energiegesetzes ab 2018 und die allfällige Absenkung des Wasserzinses wird die Kostensituation der Grosswasserkraft signifikant verbessert und es besteht kein weiterer Bedarf für zusätzliche Stützungsmaßnahmen.

- **Übergangsfristen:** In der Vorlage wird eine Übergangsfrist für das Wasserzinsmaximum bis zum Jahr 2022 vorgeschlagen. In dieser Zeit soll gemäss Vorschlag das bestehende Modell weitergeführt werden, der maximal mögliche Wasserzins soll jedoch auf 80 Fr/KWh gesenkt werden. **scienceindustries lehnt diese Übergangslösung ab. Vielmehr ist der direkte Einstieg in ein neues Modell anzustreben.**
- **Beschränkung der Entlastung auf notleidende Stromerzeuger:** Im Einladungsschreiben zur Vernehmlassung wird eine Variante in der Übergangsphase angesprochen, welche die Wasserzins-senkung auf notleidende Kraftwerke beschränkt. **scienceindustries lehnt diese Variante aus ordnungspolitischen Gründen ab.**
- **Grundzüge eines längerfristigen Wasserzins-Modells:** Gemäss Vorschlag des Bundesrates soll ein angemessener Fixbetrag (Sockelbetrag) für die Nutzung der Ressource Wasser entrichtet werden. Ein zusätzlicher variabler Teil würde dann einsetzen, wenn der Referenzmarktpreis einen gewissen Betrag überschreitet und sich ab dieser Schwelle in Abhängigkeit vom Referenzmarktpreis erhöht. **scienceindustries begrüsst die Grundzüge des beschriebenen flexiblen Modells**, da es zum einen den Wert der Ressource Wasser anerkennt und gleichzeitig den Marktwert des erzeugten Stroms berücksichtigt. Eine Flexibilisierung der Wasserzinsregelungen ist ausserdem eine zwingende Voraussetzung für die von scienceindustries unterstützte vollständige Liberalisierung des Strommarktes. Bei der weiteren Ausarbeitung der Variante ist es wichtig, dass alle Marktteilnehmer, insbesondere auch die Strombezüger, angehört und einbezogen werden.
- **Allokation des Sockelbetrags in einem flexiblen Wasserzinsmodell:** Bei einem Systemwechsel hin zu einem flexiblen Wasserzinsmodell stellt sich auch die Frage der Kostenallokation. Speziell der Sockelbetrag darf nicht der Allgemeinheit angelastet werden oder zu einer neuen Abgabe auf dem Übertragungsnetz führen. **scienceindustries fordert, dass der Sockelbetrag auch weiterhin von der Strombranche zu tragen ist.** Ansonsten würden speziell die grossen Strombezüger mit massiven Mehrkosten konfrontiert. Dies würde zu einer signifikanten Schwächung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit führen, speziell im Vergleich zu anderen europäischen Staaten, welche keine oder deutlich tiefere vergleichbare Abgaben kennen.

Wir danken für die Möglichkeit der Stellungnahme.

Mit freundlichen Grüssen



Dr. Beat Moser
Direktor



Dr. Michael Matthes
Mitglied der Geschäftsleitung

Bundesamt für Energie, Sektion Wasserkraft,
3003 Bern

Per E-Mail: revision-wrg@bfe.admin.ch

Bern, 11. Oktober 2017

Stellungnahme zur Revision des Wasserrechtsgesetzes

Sehr geehrte Damen und Herren

Vom 21. Juni 2017 bis zum 13. Oktober 2017 führt Ihr Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK eine Vernehmlassung zur Revision des Bundesgesetzes über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte (Wasserrechtsgesetz, WRG) durch. Gerne nutzen wir diese Gelegenheit und nehmen wie folgt zu den geplanten Änderungen Stellung.

Derzeit sind die Mitglieder von cemsuisse als Grosskunden im freien Markt nicht direkt von der Wasserzinssituation betroffen. Da sich dies aber ändern kann und cemsuisse gleichzeitig an einem funktionierenden Strommarkt interessiert ist, lassen wir uns trotzdem zur vorliegenden Revision vernehmen. Wasserzinsen entsprechen sinngemäss der Form von Pachtzinsen. Entsprechend sollten sie sich an der Nachfrage nach der Nutzung des entsprechenden Gegenstandes – hier: der Gewässer zur Stromerzeugung – orientieren. Einen Sockelbeitrag zur Berücksichtigung einer Budgetsicherheit für das Gemeinwesen erachten wir nicht als zielführend: Allfällige Finanzausgleichszahlungen zwischen Kantonen sind nicht über Wasserzinsen vorzunehmen – dafür stehen andere politische Instrumente zur Verfügung. Ebenso ist die wirtschaftliche Lage einzelner Energieversorgungsunternehmen für die Ausgestaltung der Wasserzinsen nicht zentral. Eine Reduktion nur für klar defizitäre Kraftwerke lehnen wir ab. Es geht nicht an, gut wirtschaftende Kraftwerke im Verhältnis zu defizitären zu bestrafen. Wasserzinsen sollten durch einen flexiblen und marktwirtschaftlichen Preismechanismus geprägt sein und in einem Gesamtkontext betrachtet werden.

1. Grundsätzliche Bemerkungen

Wir begrüssen die Bestrebungen, das Wasserzinssystem zu flexibilisieren. Aus Sicht von **cemsuisse** sollten die **Wasserzinsen möglichst unpolitisch bzw. vorwiegend durch Angebot und Nachfrage begründet sein**. Steigt die Nachfrage nach bzw. der Preis der Wasserkraft, sollten die Wasserzinsen steigen. Sinkt hingegen die Nachfrage bzw. der Preis der Wasserkraft, sollten auch die Wasserzinsen sinken bzw. tief sein.

Daraus folgt, dass ein möglichst **flexibler und marktwirtschaftlich ausgestalteter Preismechanismus die Wasserzinsen prägen sollte**. Dieser sollte unabhängig von der wirtschaftlichen Situation der Kraftwerke oder der finanziellen Budgetsituation in den «Wasserkantonen» sein. Der Wasserzins darf nicht einem indirekten oder direkten Finanzausgleich zwischen den Kantonen dienen. Er hat ein möglichst frei spielender Preis für die Nutzung der Gewässer zu sein.

Insofern begrüsst **cemsuisse** ein flexibles Wasserzinssystem, in welchem ein *variabler* Teil – in Abhängigkeit des Referenzmarktpreises für Strom aus Schweizer Wasserkraft – den effektiven Wasserzins dominiert. **Eine fixe Abgabe bzw. einen Sockelbeitrag erachten wir nicht als zielführend**. Mit der Einführung eines solchen Sockelbeitrages nimmt das Interesse der Stromproduzenten an einer vollen Strommarktöffnung ab. **cemsuisse** spricht sich nach wie vor für eine volle Strommarktöffnung aus.

2. Konkrete Bemerkungen zu den vorgeschlagenen Änderungen

Die vom Bundesrat **vorgeschlagene Übergangsregelung, das Wasserzinsmaximum** für die Zeit von 2020 bis 2022 auf 80 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung **zu reduzieren, geht in die richtige Richtung**. Der Vorschlag greift aber zu kurz. Indem das Wasserzinsmaximum reduziert und damit die Lücke zwischen Marktpreisen und Gesteuerungskosten verkleinert wird, werden zwar die Wasserkraftwerke – wie im erläuternden Bericht auf Seite 12 festgehalten – näher an die Wettbewerbsfähigkeit herangeführt. **Mit einer blossen Reduktion des Wasserzinsmaximums wird jedoch ein falscher Ansatz bzw. ein Systemfehler fortgeschrieben**. Zielführender ist die Übernahme eines im Sinne vom Bundesrat skizzierten flexibilisierten Modells bereits ab dem Jahre 2020 – und nicht erst nach einer Übergangszeit. Entsprechend wäre es wohl zweckmässig, wenn das künftige Wasserzinsmaximum kein absolutes Maximum mehr wäre, sondern sich an einem Referenzmarktpreis orientieren würde.

Sollte entgegen unserem Antrag an einem festen Sockelbeitrag festgehalten werden, wäre dieser auf einer möglichst tiefen Basis festzulegen. Diesbezüglich sind wir der Auffassung, dass **ein solcher Sockelbeitrag zulasten des Konzessionsneh-**

mers bzw. der Strombranche und nicht zulasten der Allgemeinheit erhoben werden soll. Wenn in diesem Zusammenhang von der „Allgemeinheit“ gesprochen wird, welche den Sockelbeitrag finanzieren soll, dann verschleiert dies wohl den Umstand, dass letztlich die Stromendverbraucher im Visier sind. **Entsprechend wird von cemsuisse eine Abwälzung eines allfälligen fixen Zinssatzes auf das Netznutzungsentgelt strikt abgelehnt.** Damit werden die Kosten einer bestimmten Art der Stromproduktion (hier der Wasserkraft) auf alle Stromkonsumenten übertragen – unabhängig davon, ob die Nachfrage nach Strom aus dieser Produktion hoch oder tief ist. Ebenfalls schwer wiegt die Tatsache, dass damit zaghafte Schritte in Richtung eines wirklich liberalisierten Strommarktes wieder gebremst werden.

Und schliesslich spricht sich cemsuisse gegen eine politische Unterscheidung der Wasserzinsbelastung für unterschiedliche Kraftwerke aus: Ökonomisch gut wirtschaftende Kraftwerke dürfen nicht bestraft werden, indem für sie höhere Wasserzinsen als für defizitäre Kraftwerke gelten. Die «Entlastung» bestehender Wasserkraftwerke ist genauso wenig ein stichhaltiges Argument für eine Revision des Wasserzinsgesetzes wie es die Budgetsituationen der «Wasserzinskantone» sind. Über Instrumente wie jener des Wasserzinses darf keine Strukturpolitik oder ein inner-schweizerischer Finanzausgleich betrieben werden. **Einzig eine Flexibilisierung des Wasserzinssystems und eine stärkere Ausrichtung an Angebot und Nachfrage nach Strom aus Schweizer Wasserkraft darf Grund für eine Revision sein.**

Bereits heute sollte die Gelegenheit wahrgenommen werden, Schritte in Richtung eines neuen Strommarktdesigns in der Schweiz vorzunehmen. **In diesen Gesamtkontext ist auch die Wasserzinssituation einzubetten.** cemsuisse wird sich auch in Zukunft auf die **Versorgungssicherheit und die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie in der Schweiz** fokussieren. Insbesondere die Netzkosten und die Integration innerhalb Europas (Stromabkommen) gilt es hier genau im Auge zu behalten.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen und stehen bei Fragen gerne zur Verfügung.

Mit besten Grüßen

cemsuisse

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Stefan Vannoni".

Dr. Stefan Vannoni
Direktor



Bundesamt für Energie
Sektion Wasserkraft
3003 Bern

Basel, 27. September 2017

Stellungnahme zur Revision des Wasserrechtsgesetzes: Wasserzinsregelung nach 2019

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir bedanken uns für die Möglichkeit zur Stellungnahme zu der geplanten Revision des Wasserrechtsgesetzes.

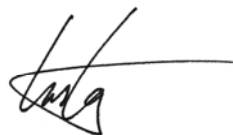
Bevor über weitere ökonomische Massnahmen zu Gunsten der Wasserkraft diskutiert wird, wie dies in der vorliegenden Revision der Fall ist, muss erst transparent gemacht werden, was die tatsächlichen Produktionskosten und ökonomischen Kennzahlen sind. Dies ist bislang nicht in ausreichendem Masse geschehen. Verschiedene aktuelle Untersuchungen zeigen, dass die Wasserkraft aus ökonomischer Sicht nicht so schlecht positioniert ist, wie es aktuell vielerorts kommuniziert wird. Erst wenn volle Kostentransparenz geschaffen wird, besteht überhaupt eine verlässliche Grundlage um diesbezügliche Massnahmen beurteilen zu können.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer diesbezüglichen Anliegen und unserer Anträge an die vorliegende Revision.

Mit freundlichen Grüssen.



Silva Semadeni
Präsidentin



Urs Leugger-Eggimann
Zentralsekretär



1. Grundsätzliches

Die Fliessgewässer in der Schweiz stehen heute unter einem enormen Nutzungsdruck. Kaum ein Gewässer ist nicht durch die Wasserkraftnutzung beeinträchtigt. Ausleitungen, Wanderhindernisse, knappe oder gar fehlende Restwassermengen belasten diese äusserst wertvollen und wichtigen Lebensräume stark. Die Einführung der Kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) hat den Druck nochmals erhöht. Die Erschliessung von bislang unwirtschaftlichen Standorten wurde ermöglicht und durch das Versäumnis ökologische Standortkriterien bei der Zusprennung von Fördergeldern zu berücksichtigen, wurde der Druck auf die ungenutzten Gewässer grösser. Hinzu kommen bei Anlagen ab 1MW die Anreize des Wasserzinses. Der Wasserzins beschert insbesondere den Bergregionen und Wasserkraftkantonen ein namhaftes Einkommen. Dieser finanzielle Nutzen ist ein wichtiger Treiber für den Ausbau der Wasserkraft. Obschon die verfügbare Ressource Wasserkraft schwindet, werden die Bewilligungsbehörden durch die in Aussicht gestellten Einkünfte aus KEV und Wasserzins vielfach zu Konzessionserteilungen verleitet. Dies ist nicht im Sinne der Umwelt. Statt allein über die maximale Höhe des Wasserzinses zu befinden, wäre es ebenso notwendig, den Schutz der letzten unberührten Bäche zu sichern und die Sanierung der beeinträchtigten Gewässer voranzutreiben. Wir teilen die Meinung, dass die Nutzung der Ressource Wasser abgegolten werden muss, fordern aber auch, dass ein Teil dieses Entgelts, nebst dem Landschaftsfranken, im Sinne des Ressourcenschutzes einzusetzen ist. Wir verzichten aber darauf, uns über eine angemessene Höhe des Wasserzinses zu äussern.

Über das Gewässerschutzgesetz sind die Kantone aufgefordert, Revitalisierungen zu planen und umzusetzen. Obschon der Bedarf gross ist, zeigt sich, dass der Vollzug oft nur zögerlich und kleinräumig angegangen wird. Ein Hindernis ist mitunter die Finanzierung kostenintensiver Projekte. Um hierfür auf kantonaler Seite die nötigen Ressourcen bereitzustellen, ist es angezeigt eine Teilzweckbindung des Wasserzinses einzuführen. Unverständlicherweise ist das bislang nicht der Fall. Ein Teil der Wasserzinseinnahmen (mindestens 10%) soll durch die Kantone in zweckgebundene Fonds einbezahlt werden aus welchen Revitalisierungsprojekte und Renaturierungen finanziert werden können. Davon ausgenommen sind Sanierungen und Revitalisierungen die bei Wasserkraftprojekten im Rahmen von Ersatzmassnahmen erforderlich werden.

Davon abgesehen ist die heute als notwendig ins Feld geführte ökonomische Entlastung der Wasserkraft aus unserer Sicht kein nachvollziehbarer Grund den Wasserzins zu senken. Andere Gründe, wie die fehlgeleiteten Investitionen in den 2000er Jahren, mit welchen die Energieversorger selber zur Schaffung von Überkapazitäten und dem damit verbundenen Preisdruck auf die Stromkosten beigetragen haben, sind hinsichtlich der ökonomischen Situation der Wasserkraftwerke gewichtiger zu werten als der Wasserzins. Verschiedene Gutachten (BHP – Hanser und Partner AG, 2016; enerprice,



2017¹⁾ zeigen, dass die vorgebrachte wirtschaftliche Notlage der Wasserkraft nicht so dramatisch ist, wie sie vielerorts, inklusive dem erläuternden Bericht zur Vorlage, dargestellt wird. Strom aus Wasserkraft wies gemäss den genannten Gutachten in den letzten 15 Jahren konstante Gestehungskosten um 4.9Rp./kWh auf und wurde beim Geschäft im Inland auf Detailhandelsebene immer gewinnbringend verkauft (Reingewinn 2015 bei durchschnittlich 2.0Rp./kWh). Auch im Aussenhandel wurde zwischen 2004 und 2015 ein durchschnittlicher Nettogewinn von 0.51 Rp./kWh erwirtschaftet. Vielfach wird der Strom aus Wasserkraft zudem an gebundene Kunden abgesetzt, welchen die Gestehungskosten grossmehrheitlich überantwortet werden. Ein flächendeckender Subventionierungsbedarf, wie er mit der Absenkung des Wasserzinsmaximums angestrebt ist, kann aus den Ergebnissen der genannten Untersuchungen in keiner Weise abgeleitet werden. Auch die ElCom bezweifelt in ihrem veröffentlichten Bericht zuhanden der UREK-N, dass ein branchenweites Missing-Money Problem besteht. Die ElCom berechnet zwar einen gesamthaften Betrag an Missing-Money von ca. 180 Mio. Franken. Da die Berechnung der Produktionskosten jedoch einen kalkulatorischen Gewinn von ca. 7.5% beinhalten, schliesst die ElCom daraus, dass bei den gegebenen Zahlen und einer kalkulatorischen Eigenkapitalrendite von rund 350 Mio. Franken die Reduktion des Gewinns auf rund 170 Mio. Franken von den Eigentümern selbst getragen werden kann².

Die Wasserkraft wird zudem bereits im Rahmen des ersten Massnahmenpaketes der Energiestrategie 2050 mit umfassenden Fördermitteln gestützt. Über die nächsten 5 Jahre sind jährlich 120 Mio. Franken als Marktprämie vorgesehen. (max. 1Rp./kWh). Für Erneuerungen sind Investitionsbeiträge von bis zu 60% vorgesehen, bzw. 40% für neue Kraftwerke > 10MW. Die bereits beschlossene Marktprämie reicht somit als Stützungsbeitrag für die Wasserkraft und auch die ElCom hält fest, dass es aus ordnungspolitischer Sicht höchst fraglich sei, ob Gewinn Garantien subventioniert werden sollen. Wir teilen diese Ansicht und lehnen weitere Förderungen zu Gunsten der Wasserkraft ab. Dies umso mehr, als die Photovoltaik auf bestehenden Dachflächen eine wesentlich grösseres Potenzial als die stark genutzte Wasserkraft aufweist, und dies erst noch zu günstigeren Konditionen. Die Einmalvergütung für PV-Anlagen ergibt umgerechnet auf die erwartete Laufzeit von 30 Jahren einen Förderbeitrag von ca. 2Rp./kWh. Die spezifischen Ausbaukosten der Wasserkraft sind wesentlich höher. So hat das Bundesamt für Energie in seinem Bericht „Auslegeordnung Strommarkt 2020“ zur Wasserkraft festgehalten: ³

„Die durchschnittlichen, gewichteten Gestehungskosten aller vom BFE untersuchten Ausbau- und Erneuerungsprojekte betragen rund 14 Rp./kWh, also deutlich mehr als die aktuellen Marktpreise.“

„Mithin ist keines der dem Bundesamt für Energie bekannten Schweizer Wasserkraftausbauprojekten bei den derzeitigen Spotmarktpreisen aus ökonomischer Sicht gese-

1

<https://m.srf.ch/content/download/13049886/145296841/version/1/file/Gutachten+BHP+Partner+vom+14.9.2016.pdf>

<http://www.enerprice.ch/wasserkraft>

² <https://www.parlament.ch/centers/documents/layouts/15/DocIdRedir.aspx?ID=DOCID-1-8799>

³ Bundesamt für Energie: Auslegeordnung Strommarkt nach 2020, Bericht zu weitergehenden Massnahmen für bestehende Kraftwerke und Erneuerbare Energien Bericht, 23. Dezember 2016, Seite 44



hen attraktiv (Spotmarktpreise 2015 Schweiz: Grundlast: 4.3 Rp./kWh, Spitzenlast: 5.1 Rp./kWh). Die (gewichteten) durchschnittlichen Gestehungskosten dieser Projekte belaufen sich auf 14 Rp/kWh. Die Hälfte dieser Projekte wäre attraktiv bei einem Preisniveau von 11.4 Rp/kWh.“⁴

Der Ausbau der Wasserkraft verteuert so den Schweizer Strom stärker als der Ausbau der Photovoltaik. Angesichts dieser Sachverhalte wäre eine Strategie sinnvoller und wirtschaftlicher, welche die bestehende Wasserkraft modernisiert und auf weitere Ausbauten verzichtet.

Das BFE ist nun beauftragt worden die Daten der Betreiber zur Rentabilität von Wasserkraftwerken zu erheben. Es ist von grösster Bedeutung, dass in Sachen Produktionskosten umfassende Transparenz herrscht. Bevor dies nicht der Fall ist, darf keinesfalls über eine weitere Unterstützung der Wasserkraft debattiert werden.

Ergänzend möchten wir noch bemerken, dass die gesetzlichen Vorgaben nur das Maximum des Wasserzinses festlegen. Die Kantone sind in keiner Weise verpflichtet dieses Maximum auszuschöpfen. Somit besteht bereits heute genügend Spielraum für individuelle Anpassungen des Wasserzinses.

2. Anträge

Keine Senkung des Wasserzinses

Aus obgenannten Gründen ist für uns klar, dass die Wasserkraft keine zusätzliche Entlastung bedarf. Eine darauf basierende Anpassung des Wasserzinses zu Gunsten einer finanziellen Entlastung der Stromkonzerne können wir nicht nachvollziehen. Wegen mangelnder Transparenz darf ohnehin vermutet werden, dass die Ersparnisse aus den tieferen Wasserzinsen nicht in die Sanierung der Wasserkraft fliessen würden. Sie dürften vielmehr der Unterstützung von Kernkraftwerken dienen, welche ihre Produktions- inkl. Entsorgungskosten nur zu einem geringen Teil am Markt erwirtschaften können. Hier drohen dem Bund weitere Kosten, welche nicht indirekt durch Entlastungen bei der Wasserkraft finanziert werden dürfen. Dies verfälscht die Kostenwahrheit.

Übergangsregelung unnötig

Statt eine Übergangsregelung für drei Jahre zu schaffen, soll der aktuelle Stand vor derhand aufrechterhalten werden bis die neue Strommarktordnung in Kraft tritt. Dabei sind die Rahmenbedingungen für die Wasserkraft grundlegend zu betrachten.

Grundlagen für den Ressourcenschutz schaffen

Es sollen auch endlich die Grundlagen dafür geschaffen werden, dass mindestens ein Teil des Wasserzinses dem Ressourcenschutz zugutekommt. Die entsprechende Regelung für eine derartige Mittelallokation aus den Einnahmen des Wasserzinses ist in einem neuen Artikel zu ergänzen. Mittel aus den Einnahmen des Wasserzinses sollen für Renaturierungen und Revitalisierungen von öffentlichen Gewässern nach Art. 38a GschG bereitgestellt werden.

⁴ Auslegeordnung Strommarkt nach 2020, Seite 56f



Unter dieser Voraussetzung sehen wir keinen Grund um Anpassungen in Art. 49 Abs. 1 vorzunehmen. Aus denselben Gründen soll auch Art. 50a wieder gestrichen werden.

3. Exkurs

Hinsichtlich der Versorgungssicherheit und der vermehrten Nutzung erneuerbarer Energien, insbesondere Photovoltaik und Windenergie, erachten wir die Schaffung einer strategischen Energie-Reserve unter Einbezug der vorhandenen Speicherkraftwerke als zielführenderen Weg hinsichtlich der Sicherung der Marktfähigkeit der Wasserkraft. Damit würde einerseits ein Teil der betroffenen Kraftwerke gestärkt, andererseits kann verhindert werden, dass die Kapazitäten der Stauhaltungen wie in der Vergangenheit nur über den zu erzielenden Marktpreis gesteuert werden und zu dem Zeitpunkt, an welchem Bedarf an ihrer Energie besteht, nicht mehr über ausreichende Kapazitäten verfügen. Die Rechtsgrundlagen für eine solche strategische Reserve fehlen heute noch. Sie sind zu erarbeiten und folgende Aspekte sind dabei zu beachten:

- Die strategische Reserve wird nur aus erneuerbaren Energien bereitgestellt.
- Die Beschaffung der strategischen Reserve findet nicht via Auktionen statt.
- Die Finanzierung kann wie der Netzzuschlag strukturiert werden. Swissgrid wäre die Verfügungsgewalt über die Strategische Reserve im Notfall zu übertragen.





Bundesamt für Energie
Sektion Wasserkraft
3003 Bern

Zürich, 1.10.2017

Stellungnahme zur Revision des Wasserrechtsgesetzes: Wasserzinsregelung nach 2019

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir bedanken uns für die Möglichkeit zur Stellungnahme zu der geplanten Revision des Wasserrechtsgesetzes.

Der WWF Schweiz setzt sich seit Jahren für gesetzliche Rahmenbedingungen für eine nachhaltige Wasserkraftnutzung ein. Dazu gehören auch die Entschädigungen an das Gemeinwesen für die Nutzung der endlichen Ressource Wasserkraft. Obwohl die Wasserkraft als erneuerbar bezeichnet wird, werden die genutzten Gewässer in ihrer ökologischen Funktion anhaltend stark beeinträchtigt. Dies muss bei der aktuellen Diskussion des Wasserzinses zentral berücksichtigt werden. Statt allein über die maximale Höhe des Wasserzinses zu befinden, wäre es vielmehr notwendig, gleichzeitig den Schutz der letzten wertvollen, noch naturnahen Gewässer zu sichern und über eine Teilzweckbindung des Wasserzinses die Sanierung von beeinträchtigten Gewässern zu fördern.

Wir halten zudem die geplante Senkung des Wasserzinsmaximums im Bundesgesetz nicht für ausreichend gerechtfertigt. Bevor über weitere finanzielle Stützungsmaßnahmen zu Gunsten der Wasserkraft diskutiert werden kann, muss erst die tatsächliche wirtschaftliche Situation der Anlagen auf der Kosten- und Einnahmenseite transparent gemacht werden. Dies ist bislang nicht in ausreichendem Masse der Fall. Verschiedene aktuelle Untersuchungen zeigen, dass die Wasserkraft aus ökonomischer Sicht nicht so schlecht positioniert ist, wie es vielerorts kommuniziert wird. Erst wenn volle Transparenz geschaffen wird, besteht überhaupt eine verlässliche Grundlage um diesbezügliche Massnahmen beurteilen zu können.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer diesbezüglichen Anliegen und Anträge an die vorliegende Revision.

Freundliche Grüsse

Dr. Ion Karagounis
Leiter Programm
Mitglied der Geschäftsleitung

Julia Brändle
Projektleiterin Gewässerschutz



1. Grundsätzliches

Die Fliessgewässer in der Schweiz stehen heute unter einem enormen Nutzungsdruck. Kaum ein Gewässer ist nicht durch die Wasserkraftnutzung beeinträchtigt. Ausleitungen, Wanderhindernisse, knappe oder gar fehlende Restwassermengen belasten diese äusserst wertvollen und wichtigen Lebensräume stark. Gemäss einer Analyse des WWF Schweiz¹ erfüllen nur noch rund 20% der Schweizer Gewässer die Qualitätsziele für Oberflächengewässer aus dem Anhang der Gewässerschutzverordnung. Weniger als 5% der Gewässer können noch als intakt oder «äusserst wertvoll» bezeichnet werden.

Die Einführung der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) hat den Nutzungsdruck nochmals verstärkt. Mit den finanziellen Stützungsmaßnahmen wurde die Erschliessung von bislang unwirtschaftlichen Standorten ermöglicht. Durch das Versäumnis ökologische Standortkriterien bei der Vergabe von Fördergeldern zu berücksichtigen, nahm der Druck auf ungenutzte, noch wertvolle Gewässer deutlich zu. Hinzu kommen bei Anlagen ab 1MW die Anreize des Wasserzinses. Der Wasserzins beschert insbesondere den Bergregionen und Wasserkraftkantonen ein namhaftes Einkommen. Dieser finanzielle Nutzen ist ein wichtiger Treiber für den Ausbau der Wasserkraft. Obschon die verfügbare Ressource «natürliches Gewässer/Wasserkraft» schwindet, werden die Bewilligungsbehörden durch die in Aussicht gestellten Einkünfte aus KEV und Wasserzins vielfach zu Konzessionerteilungen verleitet.

Diese falschen Anreize sind nicht im Sinne der Natur und einer nachhaltigen Nutzung der Ressource Wasser. Statt allein über die maximale Höhe des Wasserzinses zu befinden, wäre es vielmehr notwendig, gleichzeitig den Schutz der letzten wertvollen, noch naturnahen Gewässer zu sichern und die Sanierung von beeinträchtigten Gewässern zu fördern. Wir teilen die Meinung, dass die Nutzung der Ressource Wasser abgegolten werden soll, fordern aber auch, dass ein Teil dieses Entgelts, nebst dem Landschaftsfranken, im Sinne des Ressourcenschutzes eingesetzt wird.

Über das Gewässerschutzgesetz sind die Kantone aufgefordert, Revitalisierungen zu planen und umzusetzen. Trotz des hohen ausgewiesenen Sanierungsbedarfs wird der Vollzug aber oft nur kleinräumig und zögerlich angegangen. Die Finanzierung kostenintensiver Projekte stellt dabei oft ein Hindernis dar. Um hierfür auf kantonaler Seite die nötigen Ressourcen bereitzustellen, ist es angezeigt, eine Teilzweckbindung des Wasserzinses einzuführen. Unverständlicherweise ist das bislang nicht der Fall. Ein Teil der Wasserzinseinnahmen (mindestens 10%) sollen durch die Kantone in zweckgebundene Fonds einbezahlt werden, aus welchen Revitalisierungsprojekte und Renaturierungen nach Art. 38a GSchG finanziert werden. Davon ausgenommen sind Sanierungen und Revitalisierungen, die bei Wasserkraftprojekten im Rahmen von Ersatzmassnahmen erforderlich werden.

Davon abgesehen ist die vorgeschlagene Senkung des Wasserzinsmaximums nicht ausreichend begründet und die Notwendigkeit daher nicht nachvollziehbar. Die als notwendig ins Feld geführte ökonomische Entlastung der Wasserkraft ist aus unserer Sicht kein nachvollziehbarer Grund, den Wasserzins zu senken. Die wirtschaftliche Situation der Kraftwerke wird stark von anderen Aspekten geprägt. So sind z.B. die fehlgeleiteten Investitionen in den 2000er Jahren, mit welchen die

¹ WWF Schweiz 2016: Wie gesund sind unsere Gewässer: Zustand und Schutzwürdigkeit der Schweizer Fliessgewässer. https://assets.wwf.ch/downloads/zustand_ch_fliessgewasser_aug16.pdf



Energieversorger selber zur Schaffung von Überkapazitäten bei der Stromproduktion und dem damit verbundenen Preisdruck auf die Stromkosten beigetragen haben, hinsichtlich der ökonomischen Situation der Wasserkraftwerke gewichtiger zu werten als der Wasserzins. Verschiedene Gutachten (BHP – Hanser und Partner AG, 2016²; enerprice, 2017³) zeigen zudem, dass die vorgebrachte wirtschaftliche Notlage der Wasserkraft nicht so dramatisch ist, wie sie vielerorts, inklusive dem erläuternden Bericht zur Vorlage, dargestellt wird. Strom aus Wasserkraft wies gemäss den genannten Gutachten in den letzten 15 Jahren konstante Gestehungskosten um 4.9 Rp./kWh auf und wurde beim Geschäft in der Schweiz auf Detailhandelsebene immer gewinnbringend verkauft (Reingewinn 2015 bei durchschnittlich 2.0 Rp./kWh). Auch im Aussenhandel wurde zwischen 2004 und 2015 ein durchschnittlicher Nettogewinn von 0.51 Rp./kWh erwirtschaftet. Vielfach wird der Strom aus Wasserkraft zudem an gebundene Kunden abgesetzt, welchen die Gestehungskosten grossmehrheitlich überantwortet werden. Ein flächendeckender Subventionierungsbedarf, wie er mit der Absenkung des Wasserzinsmaximums angestrebt wird, kann aus den Ergebnissen der genannten Untersuchungen in keiner Weise abgeleitet werden. Auch die EICom bezweifelt in ihrem veröffentlichten Bericht zuhanden der UREK-N, dass ein branchenweites Missing-Money Problem besteht. Die EICom berechnet zwar einen gesamthaften Betrag an Missing-Money von ca. 180 Mio. Franken. Da die Berechnung der Produktionskosten einen kalkulatorischen Gewinn von ca. 7.5% beinhalten, schliesst die EICom aber daraus, dass bei den gegebenen Zahlen und einer kalkulatorischen Eigenkapitalrendite von rund 350 Mio. Franken die Reduktion des Gewinns auf rund 170 Mio. Franken von den Eigentümern selbst getragen werden kann⁴.

Die Wasserkraft wird zudem bereits im Rahmen des ersten Massnahmenpaketes der Energiestrategie 2050 mit umfassenden Fördermitteln gestützt. Über die nächsten 5 Jahre werden jährlich 120 Mio. Franken als Marktprämie bereitgestellt (max. 1Rp./kWh). Zusätzlich sind für Erneuerungen Investitionsbeiträge von bis zu 60% vorgesehen, 40% für Neuanlagen grösser 10 MW Leistung. Die bereits beschlossene Marktprämie reicht somit als Stützungsbeitrag für die Wasserkraft. Auch die EICom hält fest, dass es aus ordnungspolitischer Sicht höchst fraglich sei, ob Gewinngarantien subventioniert werden sollen. Wir teilen diese Ansicht und lehnen weitere Förderungen zu Gunsten der Wasserkraft ab. Dies umso mehr, als die Photovoltaik auf bestehenden Dachflächen eine wesentlich grösseres Potenzial als die stark genutzte Wasserkraft aufweist, und dies erst noch zu günstigeren Konditionen. Die Einmalvergütung für PV-Anlagen ergibt umgerechnet auf die erwartete Laufzeit von 30 Jahren einen Förderbeitrag von ca. 2Rp./kWh. Die spezifischen Ausbaukosten der Wasserkraft sind wesentlich höher. Das Bundesamt für Energie hat in seinem Bericht „Auslegeordnung Strommarkt 2020“ zur Wasserkraft festgehalten: ⁵

„Die durchschnittlichen, gewichteten Gestehungskosten aller vom BFE untersuchten Ausbau- und Erneuerungsprojekte betragen rund 14 Rp./kWh, also deutlich mehr als die aktuellen Marktpreise.“

„Mithin ist keines der dem Bundesamt für Energie bekannten Schweizer Wasserkraftausbauprojekten bei den derzeitigen Spotmarktpreisen aus ökonomischer Sicht gesehen attraktiv (Spotmarktpreise 2015 Schweiz: Grundlast: 4.3 Rp./kWh, Spitzenlast: 5.1 Rp./kWh). Die (gewichteten)

² <https://m.srf.ch/content/download/13049886/145296841/version/1/file/Gutachten+BHP+Partner+vom+14.9.2016.pdf>

³ <http://www.enerprice.ch/wasserkraft>

⁴ https://www.parlament.ch/centers/documents/_layouts/15/DocIdRedir.aspx?ID=DOCID-1-8799

⁵ Bundesamt für Energie: Auslegeordnung Strommarkt nach 2020, Bericht zu weitergehenden Massnahmen für bestehende Kraftwerke und Erneuerbare Energien Bericht, 23. Dezember 2016, Seite 44



durchschnittlichen Gestehungskosten dieser Projekte belaufen sich auf 14 Rp/kWh. Die Hälfte dieser Projekte wäre attraktiv bei einem Preisniveau von 11.4 Rp/kWh.“⁶

Ein weiterer Ausbau der Wasserkraft verteuert daher den Schweizer Strom stärker als der Ausbau der Photovoltaik. Angesichts dieser Sachverhalte wäre eine Strategie, welche die bestehende Wasserkraft modernisiert und auf Ausbauten verzichtet, sowohl ökologisch als auch ökonomisch sinnvoller.

Bis heute fehlen zudem essentielle Informationen zur Beurteilung der wirtschaftlichen Lage der Wasserkraftwerke. Das BFE wurde erst damit beauftragt, die entsprechenden Daten der Betreiber zur Rentabilität von Wasserkraftanlagen zu erheben. Bevor über weitere Stützungsmaßnahmen der Wasserkraft, wie sie auch eine allgemeine Wasserzinssenkung darstellt, überhaupt debattiert werden kann, muss umfassende Transparenz hergestellt und die Notwendigkeit für eine solche Massnahme zweifelsfrei belegt werden.

Abschliessend halten wir fest, dass eine allgemeine Wasserzinssenkung auch aus rechtlicher Sicht nicht notwendig ist. Die gesetzlichen Vorgaben auf Bundesebene legen nur das Maximum des Wasserzinses fest. Die Kantone sind in keiner Weise verpflichtet, dieses Maximum auszuschöpfen. Somit besteht bereits heute genügend Spielraum für individuelle Ausgestaltungen des Wasserzinses, den verschiedene Kantone auch nutzen (z.B. VD, BE).

2. Anträge

Keine Senkung des Wasserzinses

Aus obgenannten Gründen ist für uns klar, dass die Wasserkraft keiner zusätzlichen flächendeckenden finanziellen Entlastung bedarf. Eine auf dieser Begründung basierende Anpassung des Wasserzinses zu Gunsten einer finanziellen Entlastung der Stromkonzerne können wir nicht nachvollziehen. Zudem darf ohnehin vermutet werden, dass Einsparungen durch tiefere Wasserzinsen nicht unbedingt die Bilanzen der Wasserkraft aufbessern, sondern in den Grossunternehmen absorbiert und andere wenig rentable Geschäftsbereiche unterstützen werden. Insbesondere bei den Kernkraftwerken und der dazugehörigen Entsorgungsfrage drohen hier dem Bund weitere Kosten, welche nicht indirekt durch Entlastungen bei der Wasserkraft finanziert werden dürfen. Dies verfälscht die Kostenwahrheit.

Übergangsregelung unnötig – Wasserzinsanpassung mit Neuordnung Strommarkt koordinieren

Statt eine Übergangsregelung für nur drei Jahre zu schaffen, beantragen wir daher, den aktuellen Stand vorderhand aufrechtzuerhalten bis die neue Strommarktordnung in Kraft tritt. Mit der Neuordnung sind die Rahmenbedingungen für die Wasserkraft grundlegend zu betrachten und koordiniert zu regeln. Weitreichendere Änderungen der Ausgestaltungen des Wasserzinses sollen mit der Neugestaltung des Strommarkts koordiniert werden. Sowohl transparente Erhebungen zur wirtschaftlichen Situation der Anlagenbetreiber, als auch die Ausgestaltung des künftigen Marktmodells bilden eine notwendige Grundlage für eine sachgerechte Debatte zur Ausgestaltung und Höhe des Wasserzinses.

⁶ Auslegeordnung Strommarkt nach 2020, Seite 56f



Rechtliche Grundlagen für Ressourcenschutz schaffen

Gleichzeitig sollen endlich die Grundlagen dafür geschaffen werden, dass mindestens ein Teil des Wasserzinses dem Ressourcenschutz und damit den Gewässern zugutekommt. Die entsprechende Regelung für eine derartige Mittelallokation aus den Einnahmen des Wasserzinses ist in einem neuen Artikel zu ergänzen. Ein Teil der durch Artikel 49 WRG generierten Mittel, mindestens aber 10%, sollen für Revitalisierungen von öffentlichen Gewässern nach Art. 38a GschG, sowie zum Schutz und zur Aufwertung von schützenswerten Gewässerlebensräumen wie zum Beispiel Auen, oder Lebensräume gefährdeter Rote Liste Arten, bereitgestellt werden.

Rechtliche Grundlagen für wirtschaftliche Transparenz schaffen

Eine Neugestaltung des Wasserzinses, wie zum Beispiel ein Wechsel zu einem neuen flexiblen Modell, sowie eine fallweise Wasserzinsreduktion nur für notleidende Kraftwerke, bedingt eine vorgängige, vollständige Datentransparenz zur wirtschaftlichen Situation der Anlagebetreiber sowie die Schaffung einer gesetzlichen Grundlage für dieselbe. Nur unter Offenlegung aller Kosten und Einkünfte sowie dem Nachweis der wirtschaftlichen Notwendigkeit unter vollständiger Anrechnung der Marktprämie, Verzicht auf Eigenkapitalverzinsung und Dividenden sind weitere Massnahmen zur finanziellen Entlastung der Wasserkraft diskutierbar.

Insgesamt sehen wir unter den bestehenden Voraussetzungen keinen Grund, um die vorgeschlagenen Anpassungen in Art. 49 Abs. 1 vorzunehmen. Aus denselben Gründen soll auch Art. 50a wieder gestrichen werden.



Die Umweltschutzorganisation
der Schweizer Wirtschaft

ECO SWISS
Spanweidstrasse 3
8006 Zürich
Tel. 043 300 50 70
Fax 044 362 67 42
E-Mail: info@eco-swiss.ch
Internet: www.eco-swiss.ch

Bundesamt für Energie
Sektion Wasserkraft
Herrn Christian Dupraz
3003 Bern

Zürich, 2. Oktober 2017
DC/sl

Revision Wasserrechtsgesetz – Stellungnahme ECO SWISS

Sehr geehrter Herr Dupraz

Besten Dank für die Einladung, zur Revision des Wasserrechtsgesetzes Stellung nehmen zu dürfen.

Am Beispiel der Schwierigkeiten, in der die Wasserkraft derzeit steckt, manifestiert sich die ganze Tragik der derzeit fehlgeleiteten Energiewende. Wasserkraft steht im Wettbewerb mit anderen erneuerbaren Energien aus Wind, Sonne, Biomasse und Erdwärme. Und deren Subventionen liegen viel zu hoch!

Statt Wasserkraft wie andere erneuerbare Energien zu fördern, wird sie mit einem Wasserzins abgestraft. Ein Wasserzins ist jedoch als Abgabe an Gemeinden und Kantone gerechtfertigt, da diese ihren Grund und Boden zur Verfügung stellen und auf Abgaben von Kraftwerken (Industrieanlagen) jeglicher Art angewiesen sind.

Statt den Wasserzins zu reduzieren, stellt sich vielmehr die Frage, warum es keinen *Windzins* oder *Solarzins* als Abgaben für Windkraft- und Photovoltaikanlagen gibt. Auch Windturbinen und offene Solaranlagen belasten die Natur und Umwelt!

Es ist unbestritten, dass durch die tiefen Strompreise in Europa Teile der Schweizer Strombranche derzeit stark unter Druck stehen. Die kräftige Unterstützung im In- und Ausland zugunsten der neuen erneuerbaren Energien haben grosse Defizite bei der Wasserkraft verursacht. Als Folge davon stürzten auch die Aktienkurse der Elektrizitätswerke.

Damit wurden Milliarden Franken an Volksvermögen vernichtet, denn die Elektrizitätswerke und Kantone verloren als Besitzer der Wasserkraftwerke viel Eigenkapital.

Nebst den Elektrizitätswerken und den Kantonen zählen in erster Linie die Einwohner der Schweiz zu den Opfern der Verwerfungen, welche durch die Energiewende verursacht werden. Einerseits wurden ihre Altersvermögen entwertet, weil die meisten Pensionskassen durch Ihre Beteiligungen an Elektrizitätswerken viel Geld verloren. Andererseits werden sie auf absehbare Zeit mehr **Steuern** zahlen müssen, weil die **Kantone** als Besitzer der Wasserkraft- und Elektrizitätswerke deutlich **weniger Dividenden** erhalten und den Ausfall mit Mehreinnahmen kompensieren müssen.

Die Wirtschaft der Schweiz ist auf günstige Energiepreise angewiesen. Genauso sind die Bergkantone auf ein faires Entgelt für die Wasserkraftanlagen auf ihrem Gebiet angewiesen. Wenn schon die Wasserzinsen nach unten angepasst werden sollen, dann gezielt und nur dort, wo es wirklich unumgänglich ist. Für die Wirtschaft ist wichtig, dass der KEV-Zuschlag sinkt oder zumindest nicht weiter ansteigt. Das ist durch **Subventionsabbau** für erneuerbare Energien wie z.B. die längst konkurrenzfähigen PV-Anlagen möglich und einfach realisierbar.

Zwingend ist aber, dass die nach wie vor überhöhten Subventionen für neue erneuerbare Energien aus der Welt geschafft werden. **Es kann und darf nicht sein, dass Wasserkraft, welche deutlich weniger CO₂ verursacht als z.B. Photovoltaik und Windkraft, schlechter als diese behandelt wird.** Wie Studien zeigen¹, verursachen PV-Anlagen durch die Herstellung der Solarmodule CO₂-Emissionen zwischen 50 und 100 g pro geleistete Kilowattstunde. Dies ist ein Vielfaches wie bei der Wasserkraft!

Deshalb gilt es, zur Entlastung des Klimas vor allem die Wasserkraft zu fördern, die zudem zuverlässig rund um die Uhr zur Verfügung steht. **Wir fordern daher, die Unterstützung der neuen erneuerbaren Energien auf das absolut Nötigste zu reduzieren. Dies gilt insbesondere für solche Energien, die unregelmässigen «Flutterstrom» erzeugen und in deren Kosten nicht einmal die Speicherung enthalten ist.**

Freundliche Grüsse



Dr. Daniel S. Christen
Geschäftsführer ECO SWISS



Dr. Hans Peter Isenring
Präsident TK ECO SWISS

ECO SWISS – Die Umweltschutzorganisation der Schweizer Wirtschaft – geht auf das Gründungsjahr 1969 zurück und umfasst heute 12 Branchen- und rund 220 Einzelmitglieder. ECO SWISS informiert und unterstützt seine Mitglieder bei der Umsetzung der Arbeitssicherheits- und Umweltgesetzgebung und vertritt ihre Interessen bei Politik und Behörden.

Beilage:
Revision Wasserrechtsgesetz – Argumentarium ECO SWISS

¹ z.B. *Umweltbilanz von Solarzellen*, Erneuerbare Energien 4/2017 S.8-11

Revision Wasserrechtsgesetz – Argumentarium ECO SWISS

Wasserkraftwerke kämpfen derzeit um ihr Überleben. Schuld daran ist nicht zuletzt der Wasserzins, der sie im Gegensatz zu den subventionsverwöhnten Sonnen- und Windkraftwerken belastet. Jetzt steht der Wasserzins in der Vernehmlassung.

Wenn Stromproduzenten Wasserkraft beziehen, müssen sie einen sogenannten Wasserrechtszins bezahlen. Dieser kommt den Standortkantonen und -gemeinden zugute, in denen die Dämme und Stauwerke stehen. Der Zins entschädigt für die Belastung der Natur, der Umwelt und des Landschaftsbilds. Er entspricht einer Gebühr, wie sie auch andere Industrieanlagen vor Ort als Steuern entrichten müssten.

Ganz anders verläuft der Bezug von Sonnen- oder Windkraft. Hier müssen die Stromproduzenten keinen analogen Zins bezahlen. **Einen Solar- oder Windzins gibt es nicht, obwohl offen gebaute flächendeckende Solaranlagen und hohe Windturbinen die Umwelt ebenfalls belasten und das Landschaftsbild in Mitleidenschaft ziehen.** ECO SWISS nimmt Anstoss an dieser krassen Ungleichbehandlung.

Und diese Ungerechtigkeit ist damit noch nicht zu Ende. Sie wird dadurch verschärft, dass **Sonnen- und Windkraft** dank der aktuellen Energiepolitik **Subventionen in erheblicher Höhe** erhalten. Darüber hinaus werden die Stromproduzenten gezwungen, den Sonnenstrom selbst dann teuer einzukaufen, wenn ein Überangebot besteht und die Stromproduzenten den Strom nicht weiterverkaufen können.

Diese Folge unserer fehlgeleiteten Energiepolitik hat zu krassen Verwerfungen am Markt geführt. Die Wasserkraftwerke kämpfen ums Überleben. Und die Elektrizitätswerke als deren Besitzer haben massiv an Wert verloren. Sie müssen derzeit vielen ihrer Angestellten kündigen. Der Wertverlust der Elektrizitätswerke, deren Aktionäre vielfach die Kantone und Pensionskassen sind, führte zu bisher kaum diskutierten **volkswirtschaftlichen Verlusten in Milliardenhöhe.**

Hauptgeschädigte ist die **Schweizer Bevölkerung**, die sich dessen jedoch bisher kaum bewusst ist. Sie hat einerseits durch den **Wertverlust ihrer Pensionskassen** verloren. Schlechtere Umwandlungssätze und längere Arbeitszeiten werden die unausweichliche Folge sein.

Andrerseits hat sie gleich noch einmal verloren, da die **Kantone und Gemeinden** von den Elektrizitätswerken kaum noch Dividenden erhalten. Jetzt sollen auch noch **Ausfälle bei den Wasserzinsen** dazukommen. Der Ausfall der Einnahmen von vielen Millionen Franken jährlich wird gezwungenermassen durch **Steuererhöhungen** kompensiert werden müssen. Es sei denn, man ist willens, eine weitere einschneidende **Sparrunde** einzuläuten.

Aufgrund dieser Einwände und in Abwägung von Vor- und Nachteilen stellt sich ECO SWISS prinzipiell gegen eine Reduktion der Wasserzinsen. Die Reduktion sollte jedoch dann erlaubt werden, wenn es um die Existenzsicherung eines gefährdeten Wasserkraftwerks geht. **Das Problem muss anders angepackt werden – an der Wurzel**, auch wenn das einige Lobbyisten schmerzen könnte.

Zum Schutz der Wasserkraft müssen die Preise der neuen erneuerbaren Energien wie Sonnen- und Windkraft auf ein ähnliches Niveau angehoben werden. Dumpingpreise schaden der Wasserkraft. **Dies ist nur möglich, wenn die unnötigen Subventionen für Solar- und Windkraft endlich abgeschafft werden.** Sonnen- und Windkraftanlagen sind bereits heute selbsttragend und müssen nicht weiter gefördert werden.

Die Abschaffung ist nur schon dadurch gerechtfertigt, dass die Wasserkraft als erneuerbare Energie rund um die Uhr genutzt werden kann, während die angesprochenen neuen erneuerbaren Energien nicht einmal für ihre **Speicherkosten** aufkommen. Die Kosten für die Speicherung trägt die Allgemeinheit, was nicht verursachergerecht ist.

Zudem verursacht die **Wasserkraft** pro erzeugte Kilowattstunde Elektrizitätsenergie ein Vielfaches **weniger CO₂-Emissionen als die Sonnenkraft.** Die Herstellung der Solarpanels belastet jede produzierte Kilowattstunde Elektrizität mit 50 bis 100 g CO₂-Emissionen. Falls die Solarpanels aus China stammen, sind es sogar noch bis zu 70 Prozent mehr.

Falls dem Anliegen, die Subventionen für die angesprochenen neuen erneuerbaren Energien wie Sonnen- und Windkraft abzuschaffen, unüberwindbare Widerstände entgegenstehen, sollte eine **Abgabe für Sonnen- und Windkraft** zugunsten der Standortgemeinden und -kantone **analog dem Wasserzins** dringend diskutiert werden.



Bundesamt für Energie BFE
Sektion Wasserkraft
3003 Bern

Bern, 10. Oktober 2017
jr/sl A51

Revision Wasserrechtsgesetz: Vernehmlassungsverfahren; Stellungnahme der Stiftung Landschaftsschutz Schweiz (SL)

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit, zum Entwurf der Revision des Wasserrechtsgesetzes Stellung nehmen zu können.

Das geltende WRG regelt das Wasserzinsmaximum bis Ende 2019. Die Vernehmlassungsvorlage sieht nun eine Übergangsregelung mit einem herabgesetzten Zinsmaximum bis 2022 vor. In der Folge soll dann ein neues Modell für den Wasserzins festgelegt werden.

Die als Argument für die Herabsetzung des Zinsmaximums ab dem Jahr 2020 vorgebrachte wirtschaftliche Notlage der Wasserkraft ist strittig. Ein flächendeckender Subventionierungsbedarf, der einer generellen Absenkung des Wasserzinsmaximums rufen würde, ist nicht erwiesen, zumal Strom aus Wasserkraft vielfach an gebundene Kunden abgesetzt wird. Statt kurzfristig eine Übergangsregelung zu schaffen, sollte daher **der aktuelle Stand vor-derhand beibehalten werden** bis die neue Strommarktordnung steht.

Weiterreichende Änderungen der Ausgestaltung des Wasserzinses oder gar ein Wechsel des Wasserzinsmodells verlangen die Offenlegung der Gestehungskosten und der mit dem produzierten Wasserkraftstrom erzielten Erlöse (**Datentransparenz**). Die transparente Erhebung der wirtschaftlichen Situation der Anlagenbetreiber, aber auch die Ausgestaltung des künftigen Strommarktmodells bilden die unerlässliche Grundlage für eine sachgerechte künftige Regelung der Wasserzinsen.

Gleichzeitig sollen auch endlich die Grundlagen dafür geschaffen werden, dass mindestens ein Teil des Wasserzinses dem Ressourcenschutz und damit den Gewässern zugutekommt. Mittel aus den Einnahmen des Wasserzinses sollen für Renaturierungen und

Revitalisierungen von öffentlichen Gewässern nach Art. 38a GSchG zur Verfügung gestellt werden (**Teilzweckbindung zugunsten Gewässerschutz**).

Gemäss Art. 50a (neu) sollen neue Wasserkraftwerke, für die ein Investitionsbeitrag nach Art. 26 EnG ausgerichtet wird, für 10 Jahre ab der Inbetriebnahme von der Erlegung der Wasserzinsen gänzlich befreit werden; ebenso sollen bei bestehenden Anlagen, die erweitert oder erneuert werden, auf der dadurch ermöglichten zusätzlichen Bruttoleistung für 10 Jahre keine Wasserzinsen erhoben werden. Wasserzinsen stellen eine Abgeltung für die Nutzung der Ressource Wasser dar. Eine generelle und komplette Befreiung der Wasserkraftwerke, die von einem Investitionsbeitrag profitieren, von dieser Nutzungsabgeltung ist nicht am Platz. **Wir beantragen die Streichung des Artikels 50a.**

Die vorgeschlagene Änderung von Artikel 7 befürworten wir.

Wir danken Ihnen, dass Sie unseren Erwägungen Beachtung schenken.

Mit freundlichen Grüssen

STIFTUNG LANDSCHAFTSSCHUTZ SCHWEIZ (SL)



Roman Hapka
Stv. Geschäftsleiter SL



Josef Rohrer
Projektleiter



Schweizerischer Fischerei-Verband SFV
Fédération Suisse de Pêche FSP
Federaziun Svizra da Pestga
Federazione Svizzera di Pesca

Bundesamt für Energie
Sektion Wasserkraft
3003 Bern

Bern, 13. Oktober 2017-10-12

Stellungnahme zur Revision des Wasserrechtsgesetzes: Wasserzinsregelung nach 2019

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir bedanken uns für die Möglichkeit zur Stellungnahme zu der geplanten Revision des Wasserrechtsgesetzes.

In der vorliegenden Revision stehen weitere ökonomische Massnahmen zu Gunsten der Wasserkraft im Zentrum. Der Schweizerische Fischerei-Verband erachtet es als notwendig, zuerst transparent aufzuzeigen, was die tatsächlichen Produktionskosten und ökonomischen Kennzahlen der Wasserkraft sind. Das ist bislang nicht in ausreichendem Masse geschehen. Erst wenn volle Kostentransparenz geschaffen wird, besteht überhaupt eine verlässliche Grundlage, die in der Vorlage aufgezeigten Massnahmen beurteilen zu können.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer diesbezüglichen Anliegen und unserer Anträge an die vorliegende Revision.

Mit freundlichen Grüssen

Stefan Wenger
Vizepräsident SFV

Philipp Sicher
Geschäftsführer SFV

1. Allgemeines

Der hohe Nutzungsgrad durch die Wasserkraft beeinträchtigt über 90% der Schweizer Fließgewässer und belastet die nicht nur für die Fischerei notwendigen Lebensräume in hohem Masse.

Verschiedene neu geschaffene Anreize und Fördergeldstrategien erhöhen den Druck, energietechnisch auch wenig sinnvolle Gewässer aus rein ökonomischen Gründen zu nutzen und damit den Lebensraum noch weiter zu belasten.

Bei grösseren Anlagen ab 1 MW kommt der Anreiz des Wasserzinses hinzu. Dieser beschert insbesondere den Bergregionen ein wichtiges Zusatzeinkommen. Dieser Wasserzins soll in der vorgelegten Revision angepasst werden.

Grundsätzlich ist der SFV der Meinung, dass die Nutzung der Ressource Wasser abgegolten werden muss. Diese Abgeltung muss aber dazu beitragen, dass ein Teil dieses Entgelts im Sinne des Gewässerschutzes zweckgebunden einzusetzen ist, in dem die Kantone aufgefordert sind, Revitalisierungen und Sanierungen zu planen und umzusetzen. Gerade in dieser Umsetzung zeigen sich grosse Schwächen weshalb kostenintensive Projekte nur schwierig umzusetzen sind. In einem zweckgebundenen Fonds zugunsten Revitalisierungs- oder Renaturierungsprojekten, gespiesen von einem Anteil des Wasserzinses, könnten derartige Projekte realisiert werden. Die angemessene Höhe dieses Beitrages kann vom SFV nicht beurteilt werden.

Die ökonomische Entlastung der Wasserkraft ist aus Sicht des SFV kein nachvollziehbarer Grund für die Senkung des Wasserzinses, denn die Wasserkraft wird bereits im Rahmen des ersten Massnahmenpaketes der Energiestrategie 2050 mit umfassenden zusätzlichen Fördermitteln gestützt: Über die nächsten 5 Jahre sind jährlich 120 Mio. Franken als Marktprämie vorgesehen. (max. 1Rp./kWh). Für Erneuerungen sind Investitionsbeiträge von bis zu 60% vorgesehen, bzw. 40% für neue Kraftwerke >10MW. Die bereits beschlossene Marktprämie muss als Stützungsbeitrag für die Wasserkraft genügen, mindestens bis, wie bereits erwähnt, transparent aufgezeigt wird, was die tatsächlichen Produktionskosten und ökonomischen Kennzahlen der Wasserkraft sind. Das BFE ist beauftragt worden diese Daten der Betreiber zur Rentabilität von Wasserkraftwerken zu erheben. Bevor dies nicht der Fall ist, darf keinesfalls über eine weitere Unterstützung der Wasserkraft debattiert werden.

Ergänzend erlauben wir uns anzufügen, dass die heutigen gesetzlichen Vorgaben nur das Maximum des Wasserzinses festlegen. Die Kantone sind in keiner Weise verpflichtet dieses Maximum auszuschöpfen. Somit besteht eigentlich genügend Spielraum für individuelle Anpassungen des Wasserzinses.

2. Anträge

Keine Senkung des Wasserzinses

Der SFV lehnt aus den oben dargelegten Gründen die Senkung des Wasserzinses ab. Dieser dient einzig ökonomischen Zielen und hat keinerlei ökologische Vorteile.

Erst nach Vorliegen transparenter Kennzahlen ist darüber zu diskutieren.

Keine Übergangsregelung

Die Übergangsregelung wird hinfällig

Grundlagen für eine Teil-Zweckbindung des Wasserzinses erarbeiten

Der SFV erachtet es als absolut notwendig, wenn Grundlagen erarbeitet werden, einen Teil des Wasserzinses zweckgebunden für Massnahmen zur Unterstützung von Projekten im Rahmen des Gewässerschutzgesetzes nach Art. 38a zurückzustellen.

Aufgrund oben angeführter Argumente sehen wir keinen Grund, Anpassungen in Art. 49 Abs. 1 vorzunehmen. Ebenso soll auch Art. 50a wieder gestrichen werden.

Abs.: Greenpeace, Badenerstr. 171, PF, 8036 Zürich

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Wasserkraft
3003 Bern
via revision-wrg@bfe.admin.ch

Freitag, 13. Oktober 17

Stellungnahme zur Revision des Wasserrechtsgesetzes: Wasserzinsregelung nach 2019

Sehr geehrte Damen und Herren,

Wir bedanken uns für die Möglichkeit, zur geplanten Revision des Wasserrechtsgesetzes Stellung zu nehmen.

Bevor über weitere Massnahmen zugunsten der Wasserkraft diskutiert werden kann, muss Klarheit über die tatsächlichen Produktionskosten etabliert werden. Verschiedene Untersuchungen zeigen heute, dass die Wasserkraft aus ökonomischer Sicht viel besser positioniert ist, als die Kommunikation der Betreiber vermuten lässt. Die Wasserkraft bedarf ganz sicher keiner zusätzlichen flächendeckenden Förderung oder Entlastung. Dies insbesondere dann nicht, wenn solche Massnahmen keine Verbesserung der Versorgungssicherheit garantieren, sondern im Gegenteil die Gefahr besteht, dass mit den eingesparten Mitteln der Weiterbetrieb von Atomkraftwerken finanziert wird.

Statt den Wasserzins (vorübergehend) zu senken, ist der aktuelle Stand aufrechtzuerhalten. Die Rahmenbedingungen für die Wasserkraft sind im Rahmen einer neuen Strommarktordnung koordiniert zu regeln. Anpassungen im Wasserrechtsgesetz sollen mit der Neugestaltung des Strommarktdesigns koordiniert werden.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen, welche wir auf den folgenden Seiten erläutern.

Mit freundlichen Grüssen,



Marco Pfister
Verantwortlicher Politik

1. Grundsätzliches

Die Nutzung einer Ressource soll abgegolten werden, der Wasserzins ist insofern grundsätzlich eine gerechtfertigte Abgabe.

Die ins Feld geführte ökonomische Entlastung der Wasserkraft ist aus unserer Sicht kein nachvollziehbarer Grund, den Wasserzins zu senken. Andere Gründe, wie die fehlgeleiteten Investitionen in den 2000er Jahren, mit welchen die Energieversorger selber zur Schaffung von Überkapazitäten bei der Stromproduktion und der damit verbundenen Strompreisbaisse beigetragen haben, sind hinsichtlich der ökonomischen Situation der Wasserkraftwerke gewichtiger zu werten als der Wasserzins. Verschiedene Gutachten (BHP – Hanser und Partner AG, 2016; enerprice, 2017¹) zeigen zudem, dass die vorgebrachte wirtschaftliche Notlage der Wasserkraft nicht so dramatisch ist, wie sie vielerorts, inklusive dem erläuternden Bericht zur Vorlage, dargestellt wird. Strom aus Wasserkraft wies gemäss den genannten Gutachten in den letzten 15 Jahren konstante Gestehungskosten um 4.9Rp./kWh auf und wurde beim Geschäft in der Schweiz auf Detailhandelsebene immer gewinnbringend verkauft (Reingewinn 2015 bei durchschnittlich 2.0 Rp./kWh). Auch im Aussenhandel wurde zwischen 2004 und 2015 ein durchschnittlicher Nettogewinn von 0.51 Rp./kWh erwirtschaftet. Vielfach wird der Strom aus Wasserkraft zudem an gebundene Kunden abgesetzt, welchen die Gestehungskosten überwältigt werden. Ein flächendeckender Subventionierungsbedarf, wie er mit der Absenkung des Wasserzinsmaximums angestrebt ist, kann aus den Ergebnissen der genannten Untersuchungen in keiner Weise abgeleitet werden.

Auch die ElCom bezweifelt in ihrem Bericht zuhanden der UREK-N, dass ein branchenweites Missing-Money Problem bestehe. Die ElCom berechnet einen gesamthaften Betrag an Missing-Money von ca. 180 Mio. Franken. Da die Berechnung der Produktionskosten einen kalkulatorischen Gewinn von ca. 7.5% beinhalten, schliesst die ElCom daraus, dass bei den gegebenen Zahlen und einer kalkulatorischen Eigenkapitalrendite von rund 350 Mio. Franken die Reduktion des Gewinns auf rund 170 Mio. Franken von den Eigentümern selbst getragen werden kann². Die Wasserkraft wird bereits im Rahmen des ersten Massnahmenpaketes der Energiestrategie 2050 mit umfassenden Fördermitteln unterstützt. Über die nächsten 5 Jahre sind jährlich 120 Mio. Franken als Marktprämie vorgesehen (max. 1 Rp./kWh). Für Erneuerungen sind Investitionsbeiträge von bis zu 60% vorgesehen, bzw. 40% für neue Kraftwerke >10MW. Die bereits beschlossenen Massnahmen reichen als Stützungsbeitrag für die Wasserkraft und auch die ElCom hält fest, dass es aus ordnungspolitischer Sicht höchst fraglich sei, ob Gewinn Garantien subventioniert werden sollen. Wir teilen diese Ansicht und lehnen weitere Förderungen zugunsten der Wasserkraft, insbesondere in Form eines Gieskannenprinzips, ab. Dies umso mehr, als die Photovoltaik auf bestehenden Dachflächen ein wesentlich grösseres Ausbaupotenzial als die stark genutzte Wasserkraft aufweist, und dies erst noch zu günstigeren Konditionen. Die Einmalvergütung für PV-Anlagen ergibt umgerechnet auf die erwartete Laufzeit von 30 Jahren

¹ http://www.rkgk.ch/wp-content/uploads/2017/08/20170828_BHP-Schlussbericht.pdf und <http://www.enerprice.ch/wasserkraft>

² https://www.parlament.ch/centers/documents/_layouts/15/DocIdRedir.aspx?ID=DOCID-1-8799

einen Förderbeitrag von ca. 2Rp./kWh. Die spezifischen Ausbaurkosten der Wasserkraft sind wesentlich höher. Das Bundesamt für Energie hat in seinem Bericht „Auslegeordnung Strommarkt 2020“ zur Wasserkraft festgehalten: ³

«Die durchschnittlichen, gewichteten Gestehungskosten aller vom BFE untersuchten Ausbau- und Erneuerungsprojekte betragen rund 14 Rp./kWh, also deutlich mehr als die aktuellen Marktpreise.»

«Mithin ist keines der dem Bundesamt für Energie bekannten Schweizer Wasserkraftausbauprojekten bei den derzeitigen Spotmarktpreisen aus ökonomischer Sicht gesehen attraktiv (Spotmarktpreise 2015 Schweiz: Grundlast: 4.3 Rp./kWh, Spitzenlast: 5.1 Rp./kWh). Die (gewichteten) durchschnittlichen Gestehungskosten dieser Projekte belaufen sich auf 14 Rp/kWh. Die Hälfte dieser Projekte wäre attraktiv bei einem Preisniveau von 11.4 Rp/kWh.»⁴

Der Ausbau der Wasserkraft verteuert so den Schweizer Strom stärker als der Ausbau der Photovoltaik, wobei letztere besonders im Frühjahr teilweise viel höhere Beiträge in der kalten Jahreszeit leisten kann als Wasserkraftwerke. Angesichts dieser Sachverhalte wäre eine Strategie sinnvoller und wirtschaftlicher, welche den Fokus auf die Modernisierung der bestehenden Wasserkraft legt statt auf Ausbauten.

Bis heute fehlen Daten zur Beurteilung der wirtschaftlichen Situation der Werke und Betreiber. Es ist von grösster Bedeutung, dass umfassende Transparenz geschaffen wird, bevor über eine weitere Unterstützung der Wasserkraft debattiert wird.

Ergänzend möchten wir noch bemerken, dass die gesetzlichen Vorgaben nur das Maximum des Wasserzinses festlegen. Die Kantone sind in keiner Weise verpflichtet dieses Maximum auszuschöpfen. Somit besteht bereits heute genügend Spielraum für individuelle Ausgestaltungen des Wasserzinses, den verschiedene Kantone auch nutzen (z.B. VD, BE).

2. Anträge

Aus den genannten Gründen ist für uns klar, dass die Wasserkraft keiner zusätzlichen flächendeckenden Förderung oder Entlastung bedarf. Eine darauf basierende Absenkung des Wasserzinses zugunsten einer finanziellen Entlastung der Stromkonzerne können wir darum nicht nachvollziehen. Ohnehin darf vermutet werden, dass die Ersparnisse aus den tieferen Wasserzinsen nicht vollumfänglich in die Sanierung der Wasserkraft fliessen werden. Sie dürften der Finanzierung des Weiterbetriebs von Atomkraftwerken dienen, was die Kostenwahrheit verfälscht und zu verhindern ist.

Statt den Wasserzins (vorübergehend) zu senken, ist der aktuelle Stand aufrechtzuerhalten, bis

³ Bundesamt für Energie: Auslegeordnung Strommarkt nach 2020, Bericht zu weitergehenden Massnahmen für bestehende Kraftwerke und Erneuerbare Energien Bericht, 23. Dezember 2016, Seite 44

⁴ Auslegeordnung Strommarkt nach 2020, Seite 56f

die neue Strommarktordnung in Kraft tritt. Entsprechend kann es sinnvoll sein, das Ende der neuen Übergangsregelung gemäss WRG Art. 49 Abs. 1 nicht an ein Datum, sondern an das Inkrafttreten der neuen Regelung zu knüpfen. Im Zusammenhang der neuen Strommarktordnung sind die Rahmenbedingungen für die Wasserkraft grundlegend zu betrachten und koordiniert zu regeln.

Weitreichendere Änderungen der Ausgestaltungen des Wasserzinses bzw. des Wasserrechtsgesetzes sollen zudem mit der Neugestaltung des Strommarktdesigns koordiniert werden. Sowohl transparente Erhebungen zur wirtschaftlichen Situation der Anlagenbetreiber, als auch die Ausgestaltung des künftigen Marktmodells bilden eine notwendige Grundlage für eine sachgerechte Debatte zur Ausgestaltung und Höhe des Wasserzinsmaximums. Wir erachten die vorgeschlagene inhaltliche und zeitliche Koordination dieser Verfahren als zentral für eine sinnvolle und sachgerechte Regelung.

3. Exkurs

Im Fokus jeder Regulierung muss die Versorgungssicherheit und der Ausbau erneuerbarer Energien, insbesondere Photovoltaik und Windenergie, stehen. Im Vergleich zur vorgeschlagenen Senkung des Wasserzinses erachten wir die Schaffung einer strategischen Energie-Reserve unter Einbezug der vorhandenen Speicherkraftwerken als zielführenderen Weg zur Sicherung der Marktfähigkeit der Wasserkraft. Damit würde einerseits ein Teil der betroffenen Kraftwerke gestärkt, andererseits kann verhindert werden, dass die Kapazitäten der Stauhaltungen wie in der Vergangenheit nur über den international zu erzielenden Marktpreis gesteuert werden und zu dem Zeitpunkt, an welchem *in der Schweiz* dringender Bedarf an ihrer Energie besteht, nicht mehr über ausreichende Kapazitäten verfügen. Die Rechtsgrundlagen für eine solche strategische Reserve fehlen heute noch, sie sind zu erarbeiten. Eine Verknüpfung mit dem Wasserzins ist denkbar.



Greenpeace Schweiz, Badenerstrasse 171, Postfach, 8036 Zürich
044 447 41 41, gp@greenpeace.ch, greenpeace.ch, Konto 80-6222-8

Bundesamt für Energie
Sektion Wasserkraft
3003 Bern

Mail: revision-wrg@bfe.admin.ch

Schaffhausen, 26. Aug. 2017 (Vernehmlassung InfraWatt_Wasserrechtsgesetz_2017.doc)

Revision Wasserrechtsgesetz: Eröffnung Vernehmlassung

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin Doris Leuthard

Wir möchten uns für die Möglichkeit zur Stellungnahme zu diesem Geschäft bedanken.

Der Verein InfraWatt besteht aus den wichtigen Fachverbänden VSA, VBSA, VFS und SVGW sowie aus Vertretern der Kantone, der Wirtschaft, EVU und Betreibern von Infrastrukturanlagen. Ziel von InfraWatt ist die Förderung der Energieeffizienz und erneuerbaren Energien insbesondere in den Bereichen Abwasser, Abfall, Abwärme und Trinkwasser.

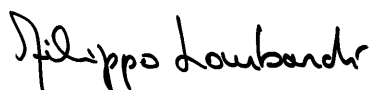
Unterstützung der Stossrichtung

Der Verein InfraWatt ist nicht direkt mit dem Thema Wasserwirtschaft verbunden. Dennoch möchten wir Ihnen vermitteln, dass wir grundsätzlich die Stossrichtung zur Vernehmlassung begrüssen, da wir generell die erneuerbaren Energien begrüssen und damit auch die Nutzung der einheimischen Wasserkraft.

Wir plädieren für eine ausgewogene Lösung zwischen einer Verbilligung, damit die Wasserkraft in der Schweiz weiterhin ausgeschöpft werden kann, und den legitimen Interessen der Bergkantone. Deshalb tendieren wir auch für eine Beschränkung der Senkung des Wasserzinses, z.B. wie vorgeschlagen nur für notleidende Kraftwerke.

Wir hoffen Ihnen damit dienen zu können.

Freundliche Grüsse



Filippo Lombardi
Präsident InfraWatt, Ständerat



Ernst A. Müller
Geschäftsführer InfraWatt

Per E-Mail an: revision-wrg@bfe.admin.ch

Bern, den 25.09.2017

Stellungnahme zur Revision Wasserrechtsgesetz (WRG)

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit, zur geplanten Revision des Wasserrechtsgesetzes (WRG) Stellung zu nehmen. In unserer Stellungnahme beziehen wir uns im Wesentlichen auf das Expertenwissen der verschiedenen Branchen und der Energieversorgungsunternehmen, die unter dem Dach der AEE Suisse organisiert sind.

Würdigung der Vorlage

Seit dem 21. Mai 2017 ist klar, in welche Richtung sich die Schweizer Energiepolitik zu entwickeln hat. Der Souverän wünscht sich eine Energieversorgung auf Basis der erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz. Damit soll der langfristige Ausstieg aus der Kernenergie sichergestellt und die Abhängigkeit der Schweiz von importierter, fossiler Energie reduziert werden. Für den Aufbau einer Vollversorgung mit erneuerbarem Strom ist die heimische Wasserkraft essentiell. Dies betrifft die Produktion und Speicherung gleichermaßen.

Das erste Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 reagiert auf die schwierige Situation, in der Teile der Schweizer Wasserkraft stecken, und es sieht Massnahmen vor für den Erhalt und die Modernisierung der einheimischen Wasserkraftwerke. Damit soll die Wirtschaftlichkeit und Wettbewerbsfähigkeit der unter Druck geratenen Kraftwerke garantiert werden. Die aktuell zur Diskussion stehende künftige Regelung des Wasserzinsregimes nach 2019 muss auch in diesem Kontext gelesen werden.

Es ist unbestritten, dass der Wasserzins in den letzten Jahren kontinuierlich angehoben wurde. Noch unter dem Eindruck der steigenden Strompreise verdoppelte sich der Wasserzins zwischen 1997 und 2007. Der Schweizerische Wasserwirtschaftsverband hat berechnet, dass die Wasserzinsen für grössere Wasserkraftwerke heute bei rund 1.6 Rp./kWh stehen. Dies entspricht im Durchschnitt etwa der Hälfte der aktuell am Markt erzielten Erträge. Damit ist offensichtlich, dass der Wasserzins ein Kostentreiber ist,

der es Schweizer Kraftwerken verunmöglicht, Strom in Tiefpreisphasen am Markt wirtschaftlich zu produzieren. Kraftwerke, die kein Geld mehr verdienen, leben von der Substanz und werden jede Neuinvestition, auch solche, die im Sinne der Energiestrategie 2050 wären, auf unbestimmte Zeit verschieben.

Für die AEE SUISSE ist aber ebenso unbestritten, dass die Ressource Wasser, dort wo sie genutzt wird, entsprechend abzugelten ist. Wichtig ist aber, dass die Bemessung der Höhe des Wasserzinses in Abhängigkeit zu den veränderten Rahmenbedingungen zu erfolgen hat. Gerade weil sich das gesamte Marktumfeld dynamisch gestaltet, hat sich auch die Bemessung des Wasserzinses dieser Entwicklung anzupassen. Eine einseitige Fixierung des Wasserzinsmaximums ist heute regulatorisch und ökonomisch nicht länger zu plausibilisieren. Gefordert ist vielmehr eine faire Neuregelung des Wasserzinses, die die beiden Interessen (Kraftwerksbesitzer und Standortkantone und –gemeinden) gleichermaßen berücksichtigt und die den veränderten Rahmenbedingungen entspricht.

Dass der Bundesrat mit seiner Vorlage auf eine grundsätzliche Neukonzeption des Wasserzinsregimes verzichtet, ist deshalb zu bedauern und wohl in erster Linie der aktuellen politischen Ausgangslage geschuldet. Das vorläufige Festhalten an einer fixen Abgabe trägt der dynamischen Entwicklung auf den Energiemärkten in keiner Weise Rechnung. Und die zeitlich befristete Absenkung des Wasserzinsmaximums auf vorläufig 80 CHF/kW_{br} bringt zwar kurzfristig eine Erleichterung für die Kraftwerksbesitzer und ist deshalb zu begrüßen. Sie schreibt aber den Systemfehler und die Wettbewerbsverzerrung im nationalen und internationalen Strommarkt fort. Dazu kommt, dass aus Sicht der AEE SUISSE Übergangsregelungen immer nur die zweitbeste Lösung darstellen, weil sie die Investitionssicherheit, die die Wirtschaft dringend braucht, nie garantieren können.

Der Bundesrat weiss um diese delikate Ausgangslage. Er anerkennt im Grundsatz den systemischen Reformbedarf und er verweist in seinen Erläuterungen zur geplanten Revision des WRG auf ein flexibles Modell, das nach der Übergangsregelung zu installieren ist. Dass dieser Ansatz in der jetzt vorliegenden Revision nicht berücksichtigt wird, bedauern wir und beurteilen es als eine verpasste Chance, die offensichtlichen Missstände zu beheben und der einheimischen Wasserkraft ihrer Bedeutung entsprechend den Rücken zu stärken. Umso mehr, als dass dieses Modell einer Flexibilisierung der Wasserzinsregelung mit einer Aufteilung beim Abgeltungssystem in einen fixen und einen variablen, marktpreisabhängigen Anteil, in seinen Grundsätzen bereits vorliegt: Demnach soll das neue Wasserzinsregime aus einem fixen Anteil bestehen, der für den volkswirtschaftlichen Nutzen der Ressource Wasser zu leisten ist und zusätzlichen einen variablen Teil beinhalten, der für den betriebswirtschaftlichen Nutzen abhängig vom Referenzmarktpreis und den Gestehungskosten der Schweizer Wasserkraftwerke zu entrichten ist.

Dieses Modell ist plausibel, nimmt die veränderten Rahmenbedingungen passend auf und liesse sich schneller umsetzen, als vom Bundesrat geplant. Der vorliegende Revisionsentwurf sollte deshalb aus Sicht der AEE SUISSE mit einer konkreten Ausgestaltung des neuen Wasserzinsmodells ergänzt werden.

Wir danken für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme.

Freundliche Grüsse



Gianni Operto
Präsident AEE SUISSE



Stefan Batzli
Geschäftsführer

Geschäftsführer
Leiter Research
 Dr. Christian Zeyer
 christian.zeyer@swisscleantech.ch

T +41 58 580 0832
 M +41 79 606 2146

[swisscleantech](http://swisscleantech.ch) | Reitergasse 11 | 8004 Zürich

Bundesamt für Energie
 3003 Bern

Zürich, 13. Oktober 2017

Revision Wasserrechtsgesetz: Wasserzinsregelung nach 2019 (Vernehmlassung)

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin Leuthard
 Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 22. Juni 2017 wurde swisscleantech eingeladen, zu der Revision des Wasserrechtsgesetzes und insbesondere zu den Wasserzinsregelungen nach 2019 Stellung zu nehmen. Wir bedanken uns für die Möglichkeit der Stellungnahme.

1. Ausgangslage

Produktion und Nachfrage

Die Herausforderung der Zukunft ist die Produktion von Strom im Winter. Gemessen an der aktuellen Winterproduktion und dem Bedarf besteht nach dem Ausschalten der KKW ein erhebliches Defizit.

Winterversorgung 2016

	Laufkraft	Speicherseen	Total Wasserkraft	Verbrauch CH	Bedarf ungedeckt
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	ohne KKW
Q1	2807	4186	6993	17466	60%
Q4	2563	4873	7436	16942	56%

Eine inländische Versorgung ist nicht zwingend. Sie besteht bei fossilen Energieträgern genau so wenig. Jedoch ist Strom schlecht in grossen Mengen lagerbar und die Möglichkeit zum Transport in die Schweiz ist durch den Ausbau der Netze begrenzt. Es ist des Weiteren davon auszugehen, dass neue Angebote wie Elektromobilität, Digitalisierung und die Beheizung der Gebäude mit Wärmepumpen zusätzlichen Bedarf nach sich ziehen wird, während Effizienzbemühungen und der Wegfall der Elektrowiderstandsheizungen den Verbrauch dämpfen.

Es kann festgehalten werden, dass im Winter Angebot und Nachfrage nicht im Gleichgewicht sind. Dieses Defizit muss zumindest teilweise durch neue Produktion aus neuen Anlagen gefüllt werden. Wasserkraftprojekte müssen daher insbesondere auf diesen Aspekt hin geprüft werden. Laufkraftwerke im Mittelland und vor allem Speicherseen, die sich im Sommer füllen und im Winter Strom produzieren, sind daher für die Schweiz wertvoller als Laufkraftwerke in den Bergen, die ein Produktionsmaximum im Sommer aufweisen.

2. Anforderungen an eine umweltverantwortliche Nutzung der Wasserkraft

Biodiversität

Die abnehmende Biodiversität ist gemäss OECD eines der grössten Umweltprobleme in der Schweiz. Unverbaute Bäche sind wertvolle Ressourcen für die Biodiversität. Die Wasserkraft muss darauf Rücksicht nehmen.

Biodiversität stellt in der Schweiz Systemdienstleistungen im Wert von mehreren Milliarden CHF zur Verfügung. (Braat et al. 2008)

Strompreis

Der Strompreis der europäischen Grosshandelsmärkte bestimmt den Strompreis auch in der Schweiz. Dieser europäische Strompreis wird auch in weiterer Zukunft tief bleiben.

Auswirkungen des Strompreises auf Neuanlagen

Planung und Bau von Anlagen zur Produktion von Strom müssen langfristig geplant werden. Die europäischen Strompreise erlauben es nicht, dass diese Planung vorausschauend gemacht wird. Als Resultat davon nimmt die Versorgungssicherheit ab, da Anlagen nicht erneuert werden und keine neuen gebaut werden. Diese Aussage ist unabhängig von der Produktionstechnologie richtig.

Ein – politisch auszuhandelnder – Anteil an Eigenproduktion ist wichtig. Deshalb muss der fehlende Anreiz korrigiert werden, wenn man sicherstellen will, dass die Eigenstromversorgung hoch bleibt.

Auswirkungen des Strompreis auf bestehende Anlagen

Bestehende Anlagen können in der Regel den laufenden Betrieb finanzieren. Zum Teil sind sie auch in der Lage, mit den Einnahmen aus Energieverkauf und Systemdienstleistungen Investitionen in die Aufrechterhaltung der Infrastruktur zu finanzieren. Sind die Einnahmen dafür zu gering, kann nicht sichergestellt werden, dass die Anlagen auch in Zukunft optimal produzieren können.

Wasserzinsen

Wasserzinsen, welche die Betreiber der Kraftwerke an die Standortgemeinden bezahlen müssen, erhöhen die Produktionskosten der Wasserkraft, sind aber gleichzeitig ein wichtiges Element der Strukturförderung in den Bergen. Bergregionen pochen mit einer gewissen Berechtigung auf die Solidarität zwischen Mittelland und Alpenregion. Es ist allerdings nicht nachvollziehbar, weshalb diese Solidarität innerhalb der Region nicht gelebt wird: So gibt es Gemeinden, die auf Grund der Wasserzinsen teure Infrastrukturen finanzieren und sogar Unterstützungen des täglichen Konsums tätigen können, während Nachbargemeinden von der Wasserkraft nicht profitieren können.

Kostentransparenz

Die Kosten der Wasserkraftwerke sind sehr unterschiedlich. Lang abgeschriebene Werke produzieren sehr günstig, neu erstellte oder kürzlich erneuerte Anlagen produzieren zu deutlich höheren Kosten. Während viele Anlagen nach wie vor profitabel sind, schreiben andere rote Zahlen. Es herrscht mangelnde Transparenz.

swisscleantech

- setzt sich deshalb dafür ein,
 - o dass die Wasserkraft nachfragedienlich ausgebaut wird,
 - o die Produktionskosten transparent gemacht werden und Produktionsbeiträge aus der Marktprämie nur da ausgeschüttet werden, wo die Produktionskosten effektiv zu ungenügenden Deckungsbeiträgen führen,
 - o dass nachfragedienliche Neubauten und umfassende Sanierungen im Rahmen des Netzzuschlags finanziert werden können, wobei der Mechanismus so zu gestalten ist, dass die Produktion systemdienlich ist und die Beiträge bei steigenden europäischen Strompreisen automatisch sinken.

swisscleantech fordert deshalb eine umfassende Diskussion der Wasserzinsen, die dazu führt, dass die Wasserzinsen wirklich zu einem solidarischen Element der Förderung der Alpenregion wird.

3. Stellungnahme zum aktuellen Revisionsvorschlag

Die aktuell vorgeschlagene Revision beurteilen wir aus obigen Gründen als nicht zielführend. Wir sind jedoch der Meinung, dass die Wasserzinsen flexibel da reduziert werden können, wo nachgewiesen ist, dass die Kraftwerke tatsächlich fehlende Deckungsbeiträge aufweisen. Dieser Berechnung sind angemessene Amortisationszeiten und der heutigen Situation angepasste Zinssätze zu hinterlegen. Diese Übergangslösung kann ohne Senkung des Maximalbetrags und durch die Kantone autonom im Gespräch mit den Berggemeinden ausgehandelt werden.

Die vorgeschlagene Revision würde bei den Gemeinden zu kurzfristigen, finanziellen Einbussen führen. Trotz aller Vorbehalte gegenüber dem aktuellen System, welches dazu führt, dass Gemeinden mit Finanzmitteln entschädigt werden, die nur mit dem Standortvorteil, aber nicht mit den Bedürfnissen im Gleichgewicht sind, scheint uns eine schnelle Anpassung ohne umfassende Diskussion nicht angezeigt.

Im Rahmen dieser Diskussion fordern wir grösstmöglich Transparenz über die effektive Kostensituation.

Wir bedanken uns im Voraus für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme.

Mit freundlichen Grüssen

swisscleantech



Matthias Bölke
Präsident



Christian Zeyer
Geschäftsführer

Zürich, 3. Oktober 2017

Bundesamt für Energie
Sektion Wasserkraft
3003 Bern



Schweizerische
Energie-Stiftung
Fondation Suisse
de l'Énergie

Sihlquai 67
8005 Zürich
Tel. 044 275 21 21

info@energiestiftung.ch
PC-Konto 80-3230-3

STELLUNGNAHME ZUR REVISION DES WASSERRECHTSGESETZES: WASSERZINSREGELUNG NACH 2019

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir bedanken uns für die Möglichkeit zur Stellungnahme zu der geplanten Revision des Wasserrechtsgesetzes.

Bevor man über weitere Massnahmen zugunsten der Wasserkraft diskutieren kann, müssen die tatsächlichen Produktionskosten transparent gemacht werden. Verschiedene Untersuchungen zeigen heute, dass die Wasserkraft aus ökonomischer Sicht viel besser positioniert ist, als die Kommunikation der Betreiber vermuten lässt.

Die Wasserkraft bedarf keiner zusätzlichen flächendeckenden Förderung oder Entlastung. Ersparnisse aus tieferen Wasserzinsen könnten für die Finanzierung von Atomkraftwerken statt für die Sanierung der Wasserkraft eingesetzt werden. Das verfälscht die Kostenwahrheit und ist zu verhindern.

Statt den Wasserzins (vorübergehend) zu senken, ist der aktuelle Stand aufrechtzuerhalten. Die Rahmenbedingungen für die Wasserkraft sind im Rahmen einer neuen Strommarktordnung koordiniert zu regeln. Anpassungen im Wasserrechtsgesetz sollen mit der Neugestaltung des Strommarktdesigns koordiniert werden.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen, die wir auf den folgenden Seiten erläutern und verbleiben mit freundlichen Grüssen.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Felix Nipkow', written in a cursive style.

Felix Nipkow
Projektleiter

1. Grundsätzliches

Die Nutzung einer Ressource soll abgegolten werden, der Wasserzins ist insofern grundsätzlich eine gerechtfertigte Abgabe.

Die ins Feld geführte ökonomische Entlastung der Wasserkraft ist aus unserer Sicht kein nachvollziehbarer Grund, den Wasserzins zu senken. Andere Gründe, wie die fehlgeleiteten Investitionen in den 2000er Jahren, mit welchen die Energieversorger selber zur Schaffung von Überkapazitäten bei der Stromproduktion und der damit verbundenen Strompreisbaisse beigetragen haben, sind hinsichtlich der ökonomischen Situation der Wasserkraftwerke gewichtiger zu werten als der Wasserzins. Verschiedene Gutachten (BHP – Hanser und Partner AG, 2016; enerprice, 2017¹) zeigen zudem, dass die vorgebrachte wirtschaftliche Notlage der Wasserkraft nicht so dramatisch ist, wie sie vielerorts, inklusive dem erläuternden Bericht zur Vorlage, dargestellt wird. Strom aus Wasserkraft wies gemäss den genannten Gutachten in den letzten 15 Jahren konstante Gestehungskosten um 4.9Rp./kWh auf und wurde beim Geschäft in der Schweiz auf Detailhandelsebene immer gewinnbringend verkauft (Reingewinn 2015 bei durchschnittlich 2.0 Rp./kWh). Auch im Aussenhandel wurde zwischen 2004 und 2015 ein durchschnittlicher Nettogewinn von 0.51 Rp./kWh erwirtschaftet. Vielfach wird der Strom aus Wasserkraft zudem an gebundene Kunden abgesetzt, welchen die Gestehungskosten überwältzt werden. Ein flächendeckender Subventionierungsbedarf, wie er mit der Absenkung des Wasserzinsmaximums angestrebt ist, kann aus den Ergebnissen der genannten Untersuchungen in keiner Weise abgeleitet werden.

Auch die EICom bezweifelt in ihrem Bericht zuhanden der UREK-N, dass ein branchenweites Missing-Money Problem bestehe. Die EICom berechnet einen gesamthaften Betrag an Missing-Money von ca. 180 Mio. Franken. Da die Berechnung der Produktionskosten einen kalkulatorischen Gewinn von ca. 7.5% beinhalten, schliesst die EICom daraus, dass bei den gegebenen Zahlen und einer kalkulatorischen Eigenkapitalrendite von rund 350 Mio. Franken die Reduktion des Gewinns auf rund 170 Mio. Franken von den Eigentümern selbst getragen werden kann². Die Wasserkraft wird bereits im Rahmen des ersten Massnahmenpaketes der Energiestrategie 2050 mit umfassenden Fördermitteln versehen. Über die nächsten 5 Jahre sind jährlich 120 Mio. Franken als Marktprämie vorgesehen (max. 1 Rp./kWh). Für Erneuerungen sind Investitionsbeiträge von bis zu 60% vorgesehen, bzw. 40% für neue Kraftwerke >10MW. Die bereits beschlossenen Massnahmen reichen als Stützungsbeitrag für die Wasserkraft und auch die EICom hält fest, dass es aus ordnungspolitischer Sicht höchst fraglich sei, ob Gewinn Garantien subventioniert werden sollen. Wir teilen diese Ansicht und lehnen weitere Förderungen zugunsten der Wasserkraft, insbesondere in Form eines Gieskannenprinzips, ab. Dies umso mehr, als die Photovoltaik auf bestehenden Dachflächen ein wesentlich grösseres Ausbau-

¹ http://www.rkgk.ch/wp-content/uploads/2017/08/20170828_BHP-Schlussbericht.pdf und <http://www.enerprice.ch/wasserkraft>

² https://www.parlament.ch/centers/documents/_layouts/15/DocIdRedir.aspx?ID=DOCID-1-8799

potenzial als die stark genutzte Wasserkraft aufweist, und dies erst noch zu günstigeren Konditionen. Die Einmalvergütung für PV-Anlagen ergibt umgerechnet auf die erwartete Laufzeit von 30 Jahren einen Förderbeitrag von ca. 2Rp./kWh. Die spezifischen Ausbaurkosten der Wasserkraft sind wesentlich höher. Das Bundesamt für Energie hat in seinem Bericht „Auslegeordnung Strommarkt 2020“ zur Wasserkraft festgehalten: ³

«Die durchschnittlichen, gewichteten Gestehungskosten aller vom BFE untersuchten Ausbau- und Erneuerungsprojekte betragen rund 14 Rp./kWh, also deutlich mehr als die aktuellen Marktpreise.»

«Mithin ist keines der dem Bundesamt für Energie bekannten Schweizer Wasserkraftausbauprojekten bei den derzeitigen Spotmarktpreisen aus ökonomischer Sicht gesehen attraktiv (Spotmarktpreise 2015 Schweiz: Grundlast: 4.3 Rp./kWh, Spitzenlast: 5.1 Rp./kWh). Die (gewichteten) durchschnittlichen Gestehungskosten dieser Projekte belaufen sich auf 14 Rp/kWh. Die Hälfte dieser Projekte wäre attraktiv bei einem Preisniveau von 11.4 Rp/kWh.»⁴

Der Ausbau der Wasserkraft verteuert so den Schweizer Strom stärker als der Ausbau der Photovoltaik, wobei letztere besonders im Frühjahr teilweise viel höhere Beiträge in der kalten Jahreszeit leisten kann als Wasserkraftwerke. Angesichts dieser Sachverhalte wäre eine Strategie sinnvoller und wirtschaftlicher, welche den Fokus auf die Modernisierung der bestehenden Wasserkraft legt statt auf Ausbauten.

Bis heute fehlen Daten zur Beurteilung der wirtschaftlichen Situation der Werke und Betreiber. Es ist darum von grösster Bedeutung, dass umfassende Transparenz geschaffen wird, bevor über eine weitere Unterstützung der Wasserkraft debattiert wird.

Ergänzend möchten wir noch bemerken, dass die gesetzlichen Vorgaben nur das Maximum des Wasserzinses festlegen. Die Kantone sind in keiner Weise verpflichtet dieses Maximum auszuschöpfen. Somit besteht bereits heute genügend Spielraum für individuelle Ausgestaltungen des Wasserzinses, den verschiedene Kantone auch nutzen (z.B. VD, BE).

2. Anträge

Aus obgenannten Gründen ist für uns klar, dass die Wasserkraft keiner zusätzlichen flächendeckenden Förderung oder Entlastung bedarf. Eine darauf basierende Absenkung des Wasserzinses zugunsten einer finanziellen Entlastung der Stromkonzerne können wir darum nicht nachvollziehen. Ohnehin darf vermutet werden, dass die Ersparnisse aus den tieferen Wasserzinsen nicht vollumfänglich in die Sanierung der Wasserkraft fliessen werden. Sie dürften der

³ Bundesamt für Energie: Auslegeordnung Strommarkt nach 2020, Bericht zu weitergehenden Massnahmen für bestehende Kraftwerke und Erneuerbare Energien Bericht, 23. Dezember 2016, Seite 44

⁴ Auslegeordnung Strommarkt nach 2020, Seite 56f

Finanzierung von Atomkraftwerken dienen, was die Kostenwahrheit verfälscht und zu verhindern ist.

Statt den Wasserzins (vorübergehend) zu senken, ist der aktuelle Stand aufrechtzuerhalten, bis die neue Strommarktordnung in Kraft tritt. Entsprechend kann es sinnvoll sein, das Ende der neuen Übergangsregelung gemäss WRG Art. 49 Abs. 1 nicht an ein Datum, sondern an das Inkrafttreten der neuen Regelung zu knüpfen. Im Zusammenhang der neuen Strommarktordnung sind die Rahmenbedingungen für die Wasserkraft grundlegend zu betrachten und koordiniert zu regeln.

Mögliche Alternativen, zum Beispiel ein Wechsel zu einem neuen flexiblen Modell, sowie eine fallweise Wasserzinsreduktion ausschliesslich für notleidende Kraftwerke, bedingen eine vorgängige, vollständige Datentransparenz hinsichtlich aller Kosten und Einkünfte sowie die Schaffung einer gesetzlichen Grundlage für dieselbe. Nur unter Offenlegung aller Kosten und Einkünfte, sowie dem Nachweis der wirtschaftlichen Notwendigkeit unter vollständiger Anrechnung der Marktprämie, Verzicht auf Eigenkapitalverzinsung und Dividenden, sind weitere Massnahmen zur Stützung der Wasserkraft diskutierbar.

Weitreichendere Änderungen der Ausgestaltungen des Wasserzinses bzw. des Wasserrechtsgesetzes sollen zudem mit der Neugestaltung des Strommarkt-designs koordiniert werden. Sowohl transparente Erhebungen zur wirtschaftlichen Situation der Anlagenbetreiber, als auch die Ausgestaltung des künftigen Marktmodells bilden eine notwendige Grundlage für eine sachgerechte Debatte zur Ausgestaltung und Höhe des Wasserzinsmaximums. Wir erachten die vorgeschlagene inhaltliche und zeitliche Koordination dieser Verfahren als zentral für eine sinnvolle und sachgerechte Regelung.

3. Exkurs

Im Fokus jeder Regulierung muss die Versorgungssicherheit und der Ausbau erneuerbarer Energien, insbesondere Photovoltaik und Windenergie, stehen. Im Vergleich zur vorgeschlagenen Senkung des Wasserzinses erachten wir die Schaffung einer strategischen Energie-Reserve unter Einbezug der vorhandenen Speicherkraftwerke als zielführenderen Weg zur Sicherung der Marktfähigkeit der Wasserkraft. Damit würde einerseits ein Teil der betroffenen Kraftwerke gestärkt, andererseits kann verhindert werden, dass die Kapazitäten der Stauhaltungen wie in der Vergangenheit nur über den zu erzielenden Marktpreis gesteuert werden und zu dem Zeitpunkt, an welchem Bedarf an ihrer Energie besteht, nicht mehr über ausreichende Kapazitäten verfügen. Die Rechtsgrundlagen für eine solche strategische Reserve fehlen heute noch, sie sind zu erarbeiten. Eine Verknüpfung mit dem Wasserzins ist denkbar.



Frauenfeld, 12. Oktober 2017

Schweizerische Eigenossenschaft
Eidgenössisches Departement für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Frau Bundespräsidentin Doris Leuthard
Kochergasse 6
3003 Bern

Versand per E-Mail: revision-wrg@bfe.admin.ch

Revision des Wasserrechtsgesetzes: Wasserzinsregelung nach 2019

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin Leuthard
Sehr geehrte Damen und Herren

Als Fachverband der landwirtschaftlichen Biogasanlagenbetreiber äussern wir uns im Rahmen der Vernehmlassung zur Revision des Wasserrechtsgesetzes. Unsere Mitglieder sind zwar von der Wasserzinsregelung nicht direkt betroffen. Da in Bezug auf einen künftigen möglicherweise flexiblen Wasserzinsen auch das neue Strommarktdesgin thematisiert wird, erlauben wir uns gleichwohl eine Stellungnahme abzugeben.

Immer mehr Landwirte sind eigentliche Energiewirte. Sie betreiben Biogas-, Photovoltaik- oder Holzverstromungsanlagen. Auch Wind- und Geothermieanlagen sind zunehmend ein Thema. Im Rahmen der Energiestrategie 2050 sind insbesondere die landwirtschaftlichen Biogasanlagen ein tragender Pfeiler, weil sie nicht nur Strom und Wärme erzeugen, sondern flexibel und nach Bedarf produzieren können und damit zur Stabilität im Schweizer Übertragungsnetz beitragen. Mit unserer Tochtergesellschaft haben wir eine Lösung umgesetzt und sind seit bald zwei Jahren ein bei Swissgrid akkreditierter Regelenergieanbieter für Biomasse-, PV- und Windanlagen. Bereits sind über 110 unabhängige Stromproduzenten in das zentrale Leitsystem eingebunden und jede Woche werde es mehr. Während 7 Tagen und 24 Stunden bieten wir Leistungsvorhaltung an und reduzieren auf Abruf automatisiert die Anlagen.

Die Schweiz kann die Versorgungssicherheit nicht einfach an die Nachbarländer delegieren. Die Nutzung von Stromimporten ist preislich zweifellos interessant und steht ausser Diskussion. Aber der für alle Beteiligten höchst lukrative Stromhandel muss über die nötigen Reserveleistungen in der Schweiz verfügen. Die Lücken in der heutigen Regulierung haben in jüngster Zeit wiederholt zu Alarmmeldungen des Übertragungsnetzbetreibers Swissgrid geführt. Es lässt sich nicht länger verbergen, dass die Versorgungssicherheit der Schweiz, insbesondere die Reservehaltung von Energie, ungenügend geregelt ist. Die Biogasanlagen können auch hierzu einen wertvollen Beitrag leisten. Gerade deshalb scheint es uns wichtig nicht bei einer Technologie vorzupreschen sondern gesamthaft zu eruieren, wo die Herausforderungen liegen

(Verlagerung der Produktion in die wasserschwachen Wintermonate, monatlicher und wöchentlicher Ausgleichsbedarf etc.) und was die einzelnen Technologien zur Lösung dieser Herausforderungen beitragen können.

Die (landwirtschaftlichen) Biogasanlagen sind per se auch Klimaschutzprojekte, das heisst sie reduzieren grosse Mengen an klimaschädlichem Methan. Unsere Organisation rechnet kurz- bis mittelfristig mit zusätzlich rund 60 Biogasanlagen. Das eigentliche Ausbaupotenzial ist enorm, werden doch heute lediglich knapp 4% des Hofdüngers energetisch genutzt. Das neue Strommarktdesign sollte die multifunktionalen Biogasanlagen und die anderen neuen erneuerbaren Energietechnologien in die von der Politik gewollte Entwicklung (Energiestrategie 2050) mitintegrieren.

Ein künftiges Strommarktdesign das einseitig die Wasserkraft bevorzugt, lehnen wir dezidiert ab.

Wir bedanken uns für die Gelegenheit zur Stellungnahme sowie die wohlwollende Aufnahme unseres Anliegens. Für zusätzliche Informationen oder allgemeine Fragen stehen wir Ihnen jederzeit gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

Genossenschaft Ökostrom Schweiz



Michael Müller
Präsident



Stefan Mutzner
Geschäftsführer



Andy Kollegger
Stellv. Geschäftsführer

Infrastruktur SBB · Hilfigerstrasse 3 · 3000 Bern 65

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Wasserrecht
3003 Bern

Per Mail an: revision-wrg@bfe.admin.ch

Bern, 4. Oktober 2017

Stellungnahme SBB: Revision Wasserrechtsgesetz (WRG).

Sehr geehrte Damen und Herren

Besten Dank für die Möglichkeit zum Erlassentwurf des revidierten Wasserrechtsgesetzes und insbesondere zur bundesrechtlichen Wasserzinsregelung ab 2020 Stellung nehmen zu können. Die SBB ist verantwortlich für die 16.7 Hz-Bahnstromproduktion für das Normalspannnetz der Schweizerischen Eisenbahnen. Es ist die Aufgabe der SBB, eine kostengünstige und zuverlässige Bahnstromversorgung auch bei steigendem Verkehrsangebot sicherzustellen.

1. Allgemeines

Die SBB strebt langfristig eine Versorgung der Schweizerischen Eisenbahnen mit 100% erneuerbarer Energie an. Dafür betreibt die SBB sieben eigene Wasserkraftwerke und ist an sechs weiteren Wasserkraftwerken beteiligt. Die SBB hält (auch bei aktuell niedrigen Strommarktpreisen) an der Wasserkraft fest und wird auch künftig in die Wasserkraft investieren. Damit trägt die SBB die Energiestrategie 2050 des Bundes und die Förderung erneuerbarer Energien mit.

Das schwierige Marktumfeld mit tiefen Strompreisen stellt auch die Bahnstromversorgung vor wirtschaftliche Herausforderungen. Der Wert der Ressource Wasser für die Bahnstromproduktion 16.7 Hz sowie Investitionen in die Wasserkraft sind, analog zur 50 Hz Stromversorgung, von marktnahen Rahmenbedingungen für die Wasserkraftproduktion abhängig.

Der Schienenverkehr leistet einen massgebenden Beitrag zur Verwendung von erneuerbaren Energien und zur Erreichung der Klimaziele. Der Wettbewerb zwischen Strasse und Schiene nimmt aber stetig zu, wobei die Strasse von tiefen Treibstoffpreisen profitiert und bei der Schiene letztlich der Bahnkunde alle Abgaben und Entgelte der Bahnstromproduktion zu bezahlen hat.

2. Übergangsregelung für 2020, 2021 und 2022

Die SBB nimmt zur Kenntnis, dass für die Übergangszeit von 2020 bis 2022 das bisherige Wasserzinsmaximum gemäss Art. 50a Abs. 1 des Vorentwurfs zum WRG herabgesetzt und so an die geänderten Rahmenbedingungen angepasst werden soll.

Die Wasserkraft ist die bedeutendste erneuerbare Energiequelle. Im Sinne einer fairen Lastenverteilung begrüssen wir es, dass die Übergangsregelung die Rahmenbedingungen für eine zukunftsfähige Wasserkraftproduktion verbessert.

Die vorgeschlagene, auf drei Jahre befristete Senkung des Wasserzinses auf 80 CHF/kW_{br}, d.h. auf das Niveau der Jahre 1997 bis 2010, ist ein erster Schritt auf dem Weg zu einer marktnahen Wasserzinsregelung. Die SBB teilt die Meinung der Energiebranche, dass eine fixe Abgabe in bisheriger Höhe für die Wasserkraftproduktion marktverzerrend ist.

3. Flexibilisierung des Wasserzinses ab 2023

Eine flexible Berechnung des Wasserzinses für eine langfristig funktionierende, für alle Beteiligten faire Wasserzinsregelung ermöglicht aus Sicht der SBB eine taugliche Neuregelung. Wir befürworten den im Erläuternden Bericht skizzierten Modellansatz mit einem fixen und einem variablen Teil.

- a. Der fixe Teil ► „Grundpreis“ für die Nutzung der Ressource Wasser.

Bei der Höhe des fixen Teils können wir uns den Überlegungen der Energiebranche anschliessen und den Startwert für den Wasserzins im Jahr 1918 von 8.16 CHF/kW_{br} - heute teuerungsbereinigt von 41 CHF/kW_{br} - in Betracht ziehen.

- b. Der variable Teil ► „zusätzlicher betriebswirtschaftlicher Nutzen“ in Abhängigkeit des Strommarktpreises.

Beim variablen Teil muss der Referenzmarktpreis für Strom so gewählt werden, dass dieser die durchschnittlichen Gestehungskosten für Schweizer Wasserkraftwerke abbildet. Diese durchschnittlichen Gestehungskosten liegen gemäss Berechnungen der Energiebranche bei 56 CHF/MWh (heutige Kosten abzüglich Wasserzins).


Das skizzierte Modell im Erläuternden Bericht sieht keine absolute Deckelung des Wasserzinsmaximums vor. Um eine Gleichwertigkeit der Risiken zu erlangen, ist es unerlässlich, neben der vorgesehenen fixen Untergrenze analog auch eine fixe Obergrenze festzulegen. Als Anhaltspunkt für die Obergrenze kann das heutige Wasserzinsmaximum von 110 Fr./kW_{br} in Betracht gezogen werden.

4. Übergangsregelung; Variante „notleidende Kraftwerke“

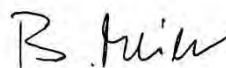
Bei der Variante „notleidende Kraftwerke“ teilt die SBB die Meinung der Energiebranche. Wir lehnen es ab, die Senkung der Wasserzinse auf 80 CHF/kW_{br} nur für notleidende Kraftwerke vorzusehen. Damit würden verschiedenartige Produktionsanlagen mit der einheitlichen Energiequelle „Wasserkraft“ gegeneinander ausgespielt und ein neuer Einflussfaktor geschaffen, der zu unerwünschten Wettbewerbsverzerrungen führt.

Wir danken Ihnen für die Kenntnisnahme und Berücksichtigung unserer Anliegen. Für Fragen steht Ihnen der Leiter Energie, Daniel Koch (daniel.koch@sbb.ch), gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse



Philippe Gauderon
Leiter Infrastruktur
Mitglied der Konzernleitung



Dr. Bernhard Meier
Delegierter Public Affairs und Regulation

elektronisch an:
revision-wrg@bfe.admin.ch

Basel, 16. Oktober 2017 oa

Wasserzinsregelung nach 2019

Sehr geehrte Frau Gerber

Gerne lassen wir Ihnen in der Beilage die Stellungnahme der Handelskammer beider Basel in oben genannter Angelegenheit zukommen.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen und stehen Ihnen bei Fragen in Zusammenhang mit unseren Darstellungen selbstverständlich gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

Handelskammer beider Basel



Dr. Franz A. Saladin
Direktor



Martin Dätwyler
Stv. Direktor

Beilage:
- Stellungnahme

Omar Ateya
Bereichsleiter Raumplanung, Energie & Umwelt

T +41 61 270 60 83
F +41 61 270 60 65

o.ateya@hkbb.ch

Handelskammer beider Basel

St. Jakobs-Strasse 25
Postfach
CH-4010 Basel

T +41 61 270 60 60
F +41 61 270 60 05

www.hkbb.ch

Stellungnahme

Basel, 12. Oktober 2017 oa

Wasserzinsregelung nach 2019

Die Handelskammer beider Basel fordert, den bestehenden Systemfehler einer fixen Abgabe nicht weiter zu führen. Stattdessen ist die Gunst der Stunde zu nutzen und das System so rasch wie möglich in ein neues System zu überführen. Die Kammer regt die Einführung eines teilflexiblen Wasserzinses schon per 2020 an.

Die Handelskammer bedankt sich für die Gelegenheit, sich im Rahmen der Revision des Wasserrechtsgesetzes (WRG) zu äussern. Sie äussert sich dazu wie folgt.

Den Gordischen Knoten sprengen

Die Handelskammer merkt einführend an, dass man mit der Einführung der Wasserzins-Abgabe 1918 ein Unding geschaffen hat.

- 1) Es wurde ein Fixum auf der einen Seite eingeführt (Wasserzins in den Standortkantonen), um ein variables Problem auf der anderen Seite zu lösen (Gewinnbeteiligung bei den Stromproduzenten).
- 2) Zudem wurde davon ausgegangen, dass das Marktdesign sich nicht ändern wird. Als selbst die Marktöffnung voraussehbar wurde, reagierte man während der erfolgten Revisionen nicht darauf.
- 3) Die Standortkantone konnten sich auf einen gesicherten und bedeutenden Steuerertrag einstellen. Entsprechend gross ist die Abhängigkeit davon geworden.

Das Ergebnis ist ein Gordischer Knoten, der sich nicht mehr lösen, sondern nur noch sprengen lässt.

Der Wasserzins in seiner heutigen Form ist abzuschaffen und in ein neues System zu überführen.

Im Hinblick darauf, dass die komplette Marktöffnung weiterhin nicht absehbar ist, weist die Kammer noch auf folgenden ordnungspolitischen Sündenfall hin. Gebundene Kunden haben systembedingt keine Möglichkeit, einer für sie ungünstigen Preissituation auszuweichen. Sie sind also entweder auf den Goodwill der Versorger oder das Regulativ des Preisüberwachers angewiesen. Die bisherige Praxis zeigt jedoch, dass dies nur bedingt funktioniert, was eine Abkehr vom heutigen System weiter unterstützt.

Zudem sei noch angemerkt, dass sich das Wasserzinsmaximum seit Ende der 1980er Jahren komplett von der Landsteuerung entkoppelt hat. Unter dem Eindruck steigender Strompreise erfuhr das Maximum allein in den letzten 20 Jahren eine Verdopplung.

Vorschlag JA, Variante NEIN

In der Vorlage wird richtig erkannt, dass die Erhöhung des Wasserzinses 2010 auf falschen Annahmen basierte. In der Realität kamen einige Faktoren zusammen, welche dazu führten, dass sich der Strompreis in die komplett andere Richtung wie erwartet entwickelte.

Die Handelskammer unterstützt die Senkung des Wasserzinsmaximums gemäss Vorlage auf 80 Fr./kW_{br}.

In einer Variante wird vorgeschlagen, die Reduktion des Wasserzinses auf klar defizitäre Kraftwerke zu beschränken.

Dadurch wird aber der Grundsatz der Gleichbehandlung verletzt. Zum anderen – und das wiegt schwerer – werden jene Betreiber bestraft, die ihre betriebswirtschaftlichen Hausaufgaben gemacht haben und deren Portfolio schon länger auf eine gesunde Basis gestellt haben.

In der Quintessenz bedeutet es sogar, dass damit eine falsche Motivation ausgelöst wird: Es lohnt sich, defizitäre Kraftwerke im Portfolio zu haben.

Die Handelskammer sagt NEIN zur vorgeschlagenen Variante.

Nachfolgemodell

Prinzipielle Überlegung

Die Handelskammer begrüsst die in dieser Vorlage skizzierte Idee, wie der Wasserzins nach 2022 aufgestellt werden soll.

Es lässt sich nicht von der Hand weisen, dass der Wasserzins zum einen für die Empfängerkantone eine bedeutende steuerliche Einnahmequelle darstellt und zum anderen für die Kraftwerksbetreiber eine hohe finanzielle Zusatzbelastung bedeutet. Eine Neuregelung muss also berücksichtigen, dass die Steuerausfälle für die Kantone und die Belastung für die Betreiber jeweils so gering wie möglich gehalten werden.

Die Handelskammer ist der klaren Überzeugung, dass das Nachfolgemodell den schon jahrelang bestehenden Systemfehler des aktuellen Wasserzinsregimes korrigiert.

Die Handelskammer schlägt deshalb Folgendes vor:

Das neue Wasserzinssystem mit einem fixen und variablen Teil ist schon per 2020 ins Gesetz aufzunehmen.

Zeitgleich wird eine maximale Übergangsfrist von drei Jahren (ergo bis 2022) festgelegt.

Während der Übergangsfrist ist der Bund angehalten, die Wasserkraft nach Möglichkeit zu entlasten.

Detailvorschläge

Der fixe Anteil ist der Meinung der Handelskammer nach tendenziell tief zu halten. Insbesondere ist darauf zu achten, dass nicht der Verbraucher hierfür aufkommen muss, sondern der Betreiber des Kraftwerkes.

Die Handelskammer schlägt vor, den fixen Teil in Form einer Allmendgebühr zu erheben.

Als Höhe erachtet die Kammer einen Betrag von 40 Fr./kW_{br} für angemessen. Das entspricht dem Niveau des teuerungsbereinigten Wasserzinses aus dem Jahre 1918.

Für den variablen Teil des Wasserzinses ist eine angemessene Progressivität anzustreben. Er ist so auszugestalten, dass die Gesamtbelastung (fixer + variabler Teil) maximal etwa 80 Fr./kW_{br} entspricht.

Die Handelskammer erachtet einen Strompreis von 80 Fr./MWh als realistisches Szenario für die Zeit nach 2022. Er entspräche dem Doppelten des heutigen Strompreises, bzw. jenem Niveau, das er vor seinem Zerfall hatte.

Den Prinzipien der Allgemeingültigkeit sowie Gleichbehandlung (für gebundene wie auch freie Verbraucher) ist Rechnung zu tragen.

In diesem Rahmen gilt es zu prüfen, ob der variable Zinsanteil über die Netzkosten zu erheben ist.

Im Sinne eines Kompromisses stellt der Mechanismus eines teilvariablen Zinses den gangbarsten Weg dar. Die grösste Herausforderung dabei ist, eine Balance zwischen Entlastung der Betreiber und Einkommenssicherung für die Standortkantone zu finden.

Der Bund ist gefordert, einen Sockelbeitrag zu eruieren, der von den Standortkantonen akzeptiert wird. Ebenso muss er für den variablen Teil einen Startpreis und eine Steigung finden, welche von den Betreibern getragen werden kann.

Eine radikale Alternative

Die meisten KMU in der Schweiz befinden sich aufgrund der Bezugsgrenze von 100'000 kWh Strom nach wie vor im gebundenen Markt. Man könnte sagen, die Unternehmen (der Nordwestschweiz) leisten durch ihre Stromkosten einen verdeckten Ausgleich an die Bergkantone.

Die Handelskammer fordert deshalb im Sinne der Transparenz, dass der Wasserzins offen deklariert wird. Hierzu ist zu prüfen, ob dieser unter dem Teil Ressourcenpotenzial in den Finanzausgleich aufzunehmen ist.

Prinzipielle Überlegungen zur Ausgangslage

Der Wasserzins in der Schweiz wurde 1918 das erste Mal eingeführt und seither fünfmal revidiert, das letzte Mal 2010.

Der Sinn dieser Abgabe ist, die Nutzung der Gewässer zur Stromgewinnung und die Auswirkungen davon im Standortkanton zu entschädigen. Dabei legt der Bund ein zulässiges Maximum fest und überlässt die detaillierte Festlegung den Kantonen. 2010 wurde das Maximum von 80 Fr./kW_{br}¹ auf 110 Fr./kW_{br} angehoben.

Die Wasserkraft ist mit Abstand die wichtigste Stromquelle für die Schweiz und hat sich in den letzten Jahren (notabene just nach der letzten Erhöhung des Wasserzinses 2010) in einem zunehmend schwierigen Umfeld befunden. Das ging so weit, dass gewisse Kraftwerke nicht mehr rentabel betrieben werden können. So wurden und sollen zukünftig verschiedene Massnahmen ergriffen werden, um diesen wichtigsten Pfeiler der Stromversorgung zu sichern.

Die nun vorgeschlagene Reduktion des Wasserzinsmaximums auf 80 Fr./kW_{br} stellt eine solche Massnahme dar.

Weiterführende, grundlegende Gedanken

Betreiber von Wasserkraftwerken haben jährlich nicht gedeckte Kapitalkosten zu tragen. Anhand einer vereinfachten Überschlagsrechnung lässt sich der Betrag eruieren.

¹ Franken pro Kilowatt Bruttoleistung

Die Stromproduktion in der Schweiz beträgt etwa 60 TWh²;

Daran hat die Wasserkraft einen Anteil von 60 Prozent

→ das entspricht einer Produktion aus Wasserkraft von 36 TWh;

Die durchschnittlichen Gestehungskosten der Wasserkraft liegen bei etwa 6.2 Rp./kWh³

→ damit liegt man schweizweit bei Gestehungskosten von über 2.2 Mrd. Franken;

Der Wasserzins macht über ein Fünftel der Gestehungskosten aus

→ das sind knapp 550 Mio. Franken.

Mit der Annahme des neuen Energiegesetzes durch den Soverän im Mai 2017, akzeptierte dieser ebenfalls eine finanzielle Unterstützung für die Betreiber von Wasserkraftwerken in der Höhe von jährlich 120 Mio. Franken. Sie ist auf fünf Jahre bis Ende 2022 befristet.

→ Der Unterstützungsbeitrag reduziert das oben kalkulierte Defizit auf 430 Mio. Franken.

Sollte der Wasserzins wie vorgeschlagen von 110 auf 80 Franken reduziert werden, ergeben diese 30 Franken Differenz eine weitere Reduktion der ungedeckten Kapitalkosten von etwa 150 Mio. Franken.

→ Somit landet man bei einem Restdefizit von etwa 280 Mio. Franken.

Das Defizit kann je nachdem auch tiefer ausfallen – z.B. wenn der kostendeckende Absatz an die gebundenen Kunden einbezogen wird. Gemäss Vorlage wären dies 50 Prozent, oder entsprechend ca. 140 Mio. Franken Restdefizit.

Jedenfalls soll dieser Fehlbetrag gemäss vorliegendem Entwurf über Effizienzsteigerungen, Strukturoptimierungen und Verzicht auf Eigenkapitalrendite seitens der Betreiber kompensiert werden.

Fazit

Die ganze Diskussion um die Energieversorgung in der Schweiz im Allgemeinen und im Hinblick auf den Wasserzins im Speziellen läuft prinzipiell auf die Frage hinaus:

Wie wichtig ist uns die Wasserkraft und wieviel ist sie uns wert?

Die Handelskammer ist überzeugt, dass in der Bevölkerung genügend Bereitschaft vorhanden ist, für die Sicherung der Wasserkraft etwas mehr auszugeben. Unabdingbar dabei ist, dass sich alle Verbraucher in einem diskriminierungsfreien und allgemeingültigen System befinden.

Mit den in dieser Stellungnahme skizzierten Anregungen, ist die Handelskammer überzeugt, einen Beitrag in diese Richtung zu leisten.

² Terawattstunden

³ Rappen pro Kilowattstunde

Office fédéral de l'énergie
Section Force hydraulique

3003 Berne

revision-wrg@bfe.admin.ch

Paudex, le 13 octobre 2017
EP/mjb

Révision de la loi fédérale sur l'utilisation des forces hydrauliques (taux maximal de la redevance hydraulique)

Réponse à la procédure de consultation

Madame, Monsieur,

Nous nous référons au courrier du 22 juin 2017 de la Mme la Présidente de la Confédération relatif à l'objet mentionné en titre et vous prions de trouver, ci-après, notre prise de position sur ce dernier. Comme demandé, nous vous transmettons la présente sous forme électronique à l'adresse indiquée ci-dessus et par poste, pour la bonne règle.

1. Objet de la consultation et objectifs du Centre Patronal

Nous avons pris bonne note que la présente consultation porte sur les adaptations nécessaires de la loi sur l'utilisation des forces hydrauliques (LFH) relatives à la réglementation dans le droit fédéral du taux maximal de la redevance hydraulique perçue par les cantons à partir de 2020.

De fait, l'article 49, alinéa 1 bis de la LFH en vigueur stipule que « *En temps utile, le Conseil fédéral soumet à l'Assemblée fédérale un projet d'acte fixant le taux maximal de la redevance hydraulique applicable à partir du 1^{er} janvier 2020.* » Par ailleurs, la motion 14.3668 « Réglementation de la redevance hydraulique après 2019 » de la Commission de l'environnement, de l'aménagement du territoire et de l'énergie du Conseil national (CEATE-N), motion adoptée par les deux Chambres, stipule que « *Le Conseil fédéral est chargé de se pencher rapidement, en collaboration avec les cantons, les entreprises de la branche énergétique et les autres milieux intéressés, sur la réglementation relative à la redevance hydraulique qui devra entrer en vigueur après 2019, en prenant en considération la situation concrète des centrales hydrauliques et les mécanismes d'encouragement prévus par la Stratégie énergétique 2050. Le Conseil fédéral fait en sorte que, pour une période de dix ans, la production supplémentaire des installations bénéficiant des contributions d'investissement prévues à l'article 30 de la loi sur l'énergie soit exonérée totalement ou en partie de la redevance hydraulique.* »

En ce sens, nous relevons que le projet soumis à la présente consultation prévoit que le taux maximal de la redevance hydraulique maximale serait réduit à 80 francs / kilowatt théorique (kW_{th}) durant une période transitoire, à savoir entre 2020 et 2022.

La définition d'un modèle flexible de redevance hydraulique, esquissé dans les documents mis en consultation, serait quant à elle reportée au moment d'une nouvelle conception du marché de l'électricité, soit au plus tôt en 2023 ou, en d'autres termes, dans une demi-douzaine d'années.

En outre, les milieux intéressés sont invités à se prononcer sur une variante prévoyant une baisse de la redevance à 80 francs / kW_{th}, baisse qui serait uniquement applicable aux centrales en difficulté, par exemple à celles ayant droit à la « prime de marché » au sens de la révision de la loi fédérale sur l'énergie (LEne), adoptée en votation populaire du 21 mai 2017 (allègement pour les aménagements hydro-électriques existants pour les cinq premières années suivant l'entrée en vigueur de la LEne révisée).

Cela posé, le Centre Patronal souligne qu'il a soutenu publiquement, dès 2015, le subventionnement des grandes centrales hydroélectriques suisses, avant d'appeler les entreprises de distribution de courant à réduire leurs marges bénéficiaires, parallèlement à une diminution des redevances hydrauliques cantonales pour réduire les charges étatiques pesant sur les entreprises suisses exploitant des barrages.

Par ailleurs, notre objectif prioritaire matière de politiques énergétique et climatique consiste toujours à préserver la compétitivité de la place économique (industrielle) suisse, étant entendu que le prix de l'électricité constitue une variable essentielle de cette compétitivité.

2. Remarques générales relatives à la consultation

Tout comme les organisations représentant les branches économiques directement concernées - Association des entreprises électriques suisses (AES) et Association suisse pour l'aménagement des eaux (ASAE) - nous relevons que l'hydraulique joue un rôle central dans l'approvisionnement de notre pays en électricité.

Nous prenons également acte de la baisse des prix sur le marché européen de l'électricité, baisse qui pose des difficultés économiques considérables à de nombreuses centrales, notamment aux centrales hydroélectriques suisses.

A l'inverse, nous relevons que, depuis sa mise en place en 1918, le taux maximal de la redevance hydraulique fixé par la législation fédérale a presque été multiplié par trois.

Sous l'influence de la hausse passée des prix de l'électricité, la redevance hydraulique a même doublé ces vingt dernières années, pour atteindre 110 francs / kW_{th}, montant qui correspond à une charge de 1,6 centime / kilowattheure (kWh) produit par les centrales hydroélectriques. Comme le prix du kWh « base » sur le marché de gros européen de l'électricité stagne aux environs de 4 centimes par kWh, la charge induite par les seules redevances hydrauliques représente donc l'équivalent de 40% du prix du kWh produit en moyenne en Europe !

Enfin et surtout, nous soulignons qu'une redevance fixe quelle que soit la conjoncture ne correspond plus à la réalité économique actuelle, raison pour laquelle la conception des redevances hydrauliques doit être totalement repensée, mais non remise en cause, l'utilisation d'un bien rare (l'eau) justifiant une taxe publique d'utilisation.

Compte tenu de l'esquisse par le Conseil fédéral d'un modèle flexible de redevance hydraulique et de nos remarques susmentionnées, nous demandons donc, tout comme l'AES et l'ASAE, l'introduction d'une réglementation flexible de la redevance hydraulique à partir du 1^{er} janvier 2020 déjà, première échéance légale du régime actuellement en vigueur.

Nous demandons également, que la réglementation flexible susmentionnée comprenne une part fixe (financée par la collectivité) et une part variable, afin que l'utilisation de la ressource « eau » soit indemnisée en tenant compte du prix du marché de l'électricité, mais que les cantons puissent compter sur des recettes stables pour partie.

3. Remarques détaillées relatives à la consultation (variante)

Nous relevons à nouveau que les milieux intéressés sont invités à se prononcer sur une variante prévoyant une baisse de la redevance à 80 francs / kWth, baisse qui serait uniquement applicable aux centrales en difficulté.

Dès lors qu'une telle variante semble, à la fois, difficilement applicable et susceptible de donner lieu à une nouvelle forme de subventions « arrosoir » à toutes les entreprises (actionnaires partenaires) ayant des parts dans des centrales hydroélectriques suisses (sociétés partenaires) - quelle que soit la situation financière des entreprises susmentionnées - il faut privilégier l'introduction d'une réglementation flexible de la redevance hydraulique à partir du 1^{er} janvier 2020.

Sur un autre plan, nous prenons acte de la volonté du Parlement fédéral d'exonérer totalement ou en partie de la redevance hydraulique, pour une période de dix ans, la production supplémentaire des installations bénéficiant des contributions d'investissement prévues à l'article 30 de la LEn.

4. Conclusions politiques

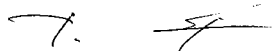
Nous rejetons la mise en place d'une solution transitoire 2020-2022 (et plus...) relative au taux maximal de la redevance hydraulique.

En lieu et place de cette solution transitoire, nous demandons, tout comme l'AES et l'ASAE, l'introduction d'une réglementation flexible de la redevance hydraulique à partir du 1^{er} janvier 2020 déjà, première échéance légale du régime actuellement en vigueur, sur la base d'un taux maximal de 80 francs / kWth.

Nous demandons également que la réglementation flexible susmentionnée comprenne une part fixe (financée par la collectivité) et une part variable, afin que l'utilisation de la ressource « eau » soit indemnisée en tenant compte du prix du marché de l'électricité, mais que les cantons puissent compter sur des recettes stables pour partie.

En vous remerciant de l'attention que vous voudrez bien porter à cette prise de position, nous vous prions d'agréer, Madame, Monsieur, l'assurance de notre considération distinguée.

Centre Patronal



Patrick Eperon

Office fédéral de l'énergie
Section Force hydraulique
revision-wrg@bfe.admin.ch
3003 Berne

Lausanne, le 13 octobre 2017

Consultation sur la révision de la Loi sur l'utilisation des forces hydrauliques LFH

Madame, Monsieur,

La Fédération romande des consommateurs (FRC) vous remercie de l'avoir associée à la consultation concernant l'objet susmentionné et vous prie de trouver sa réponse ci-après.

Remarques générales

La FRC est favorable au maintien d'une production locale sûre, économique et respectueuse de l'environnement. De ce fait elle n'est pas opposée à un soutien de la production d'électricité d'origine hydraulique indigène en cette période de surproduction européenne, surproduction due en grande partie aux centrales thermiques européennes. Au vu des débats actuels des Chambres sur l'abrogation de l'art.6 al.5 LApEI, ainsi que des dispositions et primes de marché déjà obtenues dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050, elle constate que les producteurs d'électricité hydraulique bénéficient déjà d'aides conséquentes ; c'est pourquoi **la FRC demande que des dispositions supplémentaires soient ajoutées à la révision de la présente Loi afin d'assurer que ce soutien ne profite pas à des aménagements économiquement et environnementalement peu intéressants**. De plus, la FRC appelle de ses vœux un **encadrement de l'ensemble des mesures de soutien mises en places pour le secteur hydraulique** – par le biais de nouvelles dispositions dans la LEnE et la LApEI – permettant ainsi de garantir que les aides allouées sont utilisées de manière optimale autant du point de vue de la pérennité des installations hydrauliques que de celui des tarifs imposés aux consommateurs captifs.

La FRC constate d'autre part que les coûts de production annoncés par les grandes entreprises électriques ainsi que les tarifs finaux appliqués aux consommateurs, captifs en particuliers, sont particulièrement obscurs. Une meilleure transparence dans ces domaines permettrait une adhésion plus facile du public à de telles propositions de soutien. Depuis plusieurs années, notre association demande une modification de la structure tarifaire de la distribution comprenant une taxe fixe liée au service souscrit (ampérage ou puissance, qualité du service, etc.) et une taxe proportionnelle à l'énergie utilisée, permettant ainsi au consommateur de mieux comprendre sa facture et d'être plus actif dans la gestion de sa consommation. Au niveau de la production, nous constatons que les redevances sont incluses dans le prix du kWh ; ainsi, **la séparation entre**

La FRC est membre de l'Alliance des organisations des consommateurs

coûts réels de production et taxes diverses (redevances, impôts et éventuel soutien à l'hydraulique) devrait être appliquée afin de mieux comprendre les enjeux et d'assurer une réelle transparence aux consommateurs finaux.

Finalement, nous demandons également qu'une **analyse détaillée des conséquences économiques de nouvelles taxes, modification de la redevance et autres actions similaires sur les collectivités publiques, l'économie et la société en générale** soit réalisée avant toute nouvelle décision.

Remarques de détail

Concernant le détail du projet soumis à consultation, **la FRC soutient la disposition transitoire abaissant la redevance hydraulique maximale à 80 francs/kWh_{th}**. Elle partage en effet l'analyse de l'OFEN quant au fait que le marché n'a pas évolué selon les prévisions, ce qui implique que cette redevance grève trop lourdement les installations hydrauliques. De plus, comme exposé dans le rapport explicatif (p. 6), *« la réduction de la redevance hydraulique maximale signifie aussi un allègement pour l'électricité hydraulique vendue pour l'approvisionnement de base, qui doit être répercuté sur les clients finaux captifs. »* Découlant des arguments exposés plus hauts, **il est selon nous primordial que les consommateurs finaux captifs bénéficient également de cette mesure d'allègement**. Comme le reconnaît à juste titre l'OFEN dans son rapport explicatif (p. 6), ils *« participent déjà de manière significative au soutien de la force hydraulique par la prise en charge des coûts de revient de 50% de la production hydraulique et financent aussi la prime de marché via le supplément réseau. »* Ainsi, la FRC appelle de ses vœux des **dispositions supplémentaires permettant de garantir que l'allègement dont bénéficient les producteurs d'électricité hydraulique soit réellement partiellement répercuté sur les clients finaux captifs**.

Pour ce qui est du projet futur de flexibilisation de la redevance hydraulique, la FRC estime que le principe est intelligent et **soutient donc une redevance hydraulique dont le maximum varierait en fonction du prix du marché de référence avec un montant de base et une part variable**. Elle réserve toutefois sa prise de position définitive à la consultation qui sera ouverte sur l'objet en question.

En vous remerciant de prendre en compte notre position, nous vous prions de recevoir, Madame, Monsieur, nos salutations les meilleures.

Fédération romande
des consommateurs



Sophie Michaud Gigon
Secrétaire générale



Jean-Marc Revaz
Président Commission Energie
Environnement, membre du
Comité directeur

Vereinigung Oberwalliser Präfekten und Vize Präfekten
Stefan Truffer
Bord 75
3924 St. Niklaus

Bundesamt für Energie
Sektion Wasserkraft

3003 Bern

St. Niklaus, 13.10.2017

Stellungnahme der Oberwalliser Präfekten und Vizepräfekten zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020)

Sehr geehrte Damen und Herren

Obwohl die Oberwalliser Präfekten und Vize Präfekten zur Stellungnahme in randvermerkter Angelegenheit nicht eingeladen wurden, erachtet es unsere Vereinigung als Vertreterin des Staatsrates und der Oberwalliser Gemeinden zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020) ebenfalls eine kurze Stellungnahme abzugeben.

Mit der Revision schlägt der Bundesrat vor, das Wasserzinsmaximum in einer Übergangsperiode in den Jahren 2020 bis 2022 von 110 Fr. / kW br auf 80 Fr. / kW br zu senken. Für die Zeit nach 2022 soll ein flexibles Modell für den Wasserzins eingeführt werden, bestehend aus einem fixen und einem variablen, marktabhängigen Teil. Die Vereinigung der Oberwalliser Präfekten und Vize Präfekten lehnt den vorliegenden Revisionsentwurf in aller Entschiedenheit ab.

Auswirkungen der geplanten Wasserzinsreduktion

Im Wallis bilden die Wasserzinse für den Kanton und die Gemeinden eine wichtige Einnahmequelle. Ohne diese Wasserzinse können viele strukturschwache Gemeinden zu Gunsten der Bevölkerung ihr Leistungsniveau nicht aufrechterhalten. Die Abwanderung, welche bereits jetzt sehr hoch ist würde damit noch schneller vorangetrieben.

Wasserzins ist Abgeltung für Ressourcennutzung

Das Wasser ist eine der wenigen natürlichen Ressourcen der Schweiz. Der Wasserzins stellt eine Art Entschädigung für den Verzicht auf andere Nutzungen des Raumes wie z.B. Landwirtschaft und Tourismus dar. Der Wasserzins ist also ein politisch festgelegtes Entgelt für eine Ressourcennutzung. Der Wasserzins als Abgeltung der Ressourcennutzung kommt direkt und voll den Standortkantonen und -gemeinden zu Gute, dies im Unterschied zu den Steuererträgen aus der Wasserkraftnutzung.

Verfälschte Darstellung der Ertragslage

Die Ursachen für allfällige Defizite der grossen Stromkonzerne sind nicht beim Wasserzins zu suchen, der als fixe Grösse langfristig voraus in die Konzernrechnung eingeplant werden kann, sondern bei politischen und unternehmerischen Fehlentscheiden u.a. bei Fehlinvestitionen in andere Technologien, so z.B. in Kohlekraftwerke im Ausland.

Hohe Gewinne und Reserven der Stromkonzerne

Die durch die Stromkonzerne erzielten Gewinne in den letzten Jahrzehnten sind enorm. Die Zahlen können in den Elektrizitätsstatistiken nachvollzogen werden. Unserer Meinung nach müssen die Stromkonzerne eigentlich die derzeitige Baisse bei den Strompreisen aus eigenen Mitteln kompensieren können. Es ist falsch den Bergkantonen und -gemeinden die Schuld zuzuweisen und ihnen eine Reduktion des Wasserzinses zuzumuten. Die wäre eine einseitige Reduktion auf dem Buckel des Berggebietes. Zumindest müssten sich die Stromkonzerne daran ebenfalls beteiligen.

Die Bedeutung der Wasserkraft in der Zukunft

Dadurch, dass die Schweiz beschlossen hat aus der Kernenergie auszusteigen und darum 40% der Stromproduktion eingespart oder ersetzt werden muss, wird die Wasserkraft wieder an Attraktivität gewinnen. Aus diesem Grunde wird die Wasserkraft als einzige erneuerbare und saubere Energie in Zukunft wieder eine grössere Nachfrage erlangen.

Fazit

Wie auch die Schweizerische Arbeitsgemeinschaft für Berggebiete (SAB) in ihrer Stellungnahme bereits ausführt, kann die Wasserzinsdiskussion nicht losgelöst vom der künftigen Strommarktform geführt werden. Bis ein neues Marktdesign in Kraft ist, muss der Wasserzins unverändert auf bisherigem Niveau weitergeführt werden. Die Berggebiete sind keinesfalls bereit, alleine die Zeche für eine verfehlte

Strommarktpolitik in der Schweiz und im benachbarten Ausland sowie für unternehmerische Fehlentscheide zu bezahlen.

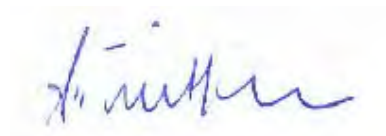
Die Vereinigung der Oberwalliser Präfekten und Vize Präfekten lehnt die vorgesehene Kürzung der Wasserzinse, wie sie vom Bundesrat vorgeschlagen wird, in aller Form ab. Dem Berggebiet darf nicht ein wichtiger Wirtschaftsfaktor grundlos aus der Hand genommen werden.

Wir danken Ihnen für die wohlwollende Aufnahme unserer Intervention.

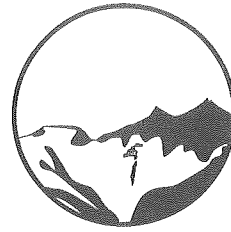
Mit freundlichen Grüßen

Vereinigung der Oberwalliser Präfekten

Der Präsident:



Stefan Truffer



Saas-Fee

Gemeinde Saas-Fee
www.3906.ch

Frau Bundespräsidentin
Doris Leuthard
Vorsteherin UVEK
Kochergasse 6
3003 Bern

Gemeinde Saas-Fee
Dorfplatz 8
CH-3906 Saas-Fee

Telefon: +41 (0)27 958 11 88

Telefax: +41 (0)27 958 11 89

E-Mail: gemeinde@3906.ch

Internet: www.3906.ch

Saas-Fee, 31. August 2017

Entwurf für die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes

Stellungnahme

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Als politische Gemeinde nehmen wir die Möglichkeit wahr, uns zum Entwurf für die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes (insbesondere neues Wasserzinsmaximum ab 1. Januar 2020) vernehmen zu lassen. Nach Einsicht in die Unterlagen nimmt die Gemeinde Saas-Fee gerne wie folgt Stellung:

I. ZUSAMMENFASSUNG

Die Gemeinde Saas-Fee erachtet eine zeitliche und inhaltliche Koordination der Ausgestaltung des neuen Wasserzinsmaximums mit dem neuen marktnahen Modell für den Strommarkt (Art. 30 Abs. 5 EnG) *im Grundsatz* für geboten und zweckmässig. In diesem Sinne begrüsst sie eine Übergangsregelung. Deren Dauer ist aber nicht an eine konkrete Jahreszahl, sondern an die *Inkraftsetzung des neuen Marktmodells* zu knüpfen, denn nur dies gewährleistet eine echte Koordination zwischen dem Wasserzins- und Strommarktmodell.

Hingegen lehnt die Gemeinde Saas-Fee die vom Bundesrat unterbreitete Hauptvariante strikte ab, weil diese keinen problembezogenen Beitrag zur Korrektur der Verwerfungen im schweizerischen Strommarkt leistet und auf einer in wesentlichen Aspekten verfehlten Ursachenanalyse beruht und weil sich der Bundesrat damit stark widersprüchlich verhält. Die vorgeschlagene Hauptvariante würde zudem auf eine ungerechtfertigte Giesskannensubvention hinauslaufen. Auch würde sie im Ergebnis dazu führen, dass die Wasserkraftkantone die vom Volk mit dem neuen Energiegesetz beschlossene und auf den 1. Januar 2018 in Kraft gesetzte Marktprämie mit Wirkung ab dem 1. Januar 2020 indirekt kompensieren. Bemerkenswert am Vernehmlassungsvorschlag ist sodann, dass der Bund von allen anderen (Eigentümer, Konsumenten, Wasserkraftkantone) ein Entgegenkommen verlangt, welches er für sich selber aber strikte zurückweist, obwohl er die Wasserkraft zum zentralen Pfeiler der EST-2050 erklärt hat. Die vorgeschlagene Hauptvariante setzt schliesslich einen psychologischen „Anker“, um das Wasserzinsmaximum in einem späteren Schritt erneut zu senken. Dieses Vorgehen ist weder sachlich noch politisch gerechtfertigt und wird von der Gemeinde Saas-Fee entschieden zurückgewiesen. Wir sind in keiner Weise bereit, „die

Übergangslösung als vorbereitende Anpassung vor einer langfristigen Lösung zu sehen", wie dies im Erläuternden Bericht ausgeführt wird (EB, Ziff. 1.3).

Die vorerwähnten Argumente sprechen grundsätzlich auch gegen punktuelle Wasserzinssenkungen (**Alternativvariante**). Im Sinne der mit den Elektrizitätsgesellschaften gepflegten partnerschaftlichen Politik sind unseres Erachtens Unterstützungsmassnahmen zu prüfen, wenn Kraftwerksbetreiber bzw. ihre Eigner bei der Vermarktung des in spezifischen Wasserkraftwerken produzierten Stroms nachweislich gravierende Schwierigkeiten haben. Bei einer solchen Unterstützung muss aber zwingend folgender Grundsatz gelten: **„Wer über die Marktprämie hinaus eine Unterstützung beanspruchen will, muss vollständige Transparenz gewährleisten!“**. Zudem sind die eingeräumten Erleichterungen an das wasserzinsberechtignte Gemeinwesen **zurückzuzahlen**, wenn die Gesellschaften wieder Gewinne erzielen (Stundung). In diesem Sinne verschliesst sich die Gemeinde Saas-Fee einer Übergangsregelung mit punktuellen (einzelfallweisen) und an **klare Voraussetzungen** geknüpften Wasserzinsreduktionen nicht generell.

Aussergewöhnlich ist schliesslich, dass ein Aspekt zur Diskussion gestellt wird, der erklärermassen nicht Gegenstand der Vorlage bildet. Für die Gemeinde Saas-Fee ist offensichtlich, dass mit der konsultativen Präsentation des **flexiblen Modells** und den in diesem Zusammenhang erwähnten „indikativen“ Zahlen die erst noch zu führende Diskussion zum neuen Modell für das Wasserzinsmaximum präjudiziert werden soll. Genausogut hätten bereits heute verschiedene Modelle für das neue Strommarktdesign in Konsultation gegeben werden können. Ein künftiges Modell für das Wasserzinsmaximum kann aber ohne Kenntnis des künftigen Marktmodells nicht seriös beurteilt werden. Das vom Bundesrat gewählte Vorgehen ist unkoordiniert. Auf eine konkrete Modelldiskussion kann sich die Gemeinde Saas-Fee erst einlassen, wenn die Ausgestaltung des neuen Strommarktmodells (Art. 30 Abs. 5 nEnG) bekannt ist. Die Gemeinde Saas-Fee verzichtet deshalb aus grundsätzlichen Überlegungen im gegenwärtigen Zeitpunkt auf eine nähere Stellungnahme zum präsentierten flexiblen Modell. Sie hält aber bereits heute in aller Deutlichkeit fest, dass sich jedes künftige Modell in jedem Fall zumindest auf folgenden **Eckpunkten als Grundlagen** abstützen muss: Eine **vollständige Datentransparenz seitens der Elektrizitätsgesellschaften und Aufsichtsbehörden gegenüber der Gemeinde** sowie die **Erfassung und Darstellung der gesamten mit der Wasserkraft erzielbaren Wertschöpfung**. Allfällige Vorschläge zur Solidarisierung des Wasserzinses durch Erhebung eines Netzzuschlages, wie sie von Dritter Seite teilweise zur Diskussion gestellt werden, lehnt die Gemeinde Saas-Fee als verfassungswidrig und systemfremd ab. Insgesamt muss das künftige Modell für das Wasserzinsmaximum die Anreize so setzen, dass Gemeinden und Kantone auch künftig noch bereit sind, Konzessionen zu verleihen.

Die detaillierte Begründung unserer Positionen lautet wie folgt (vgl. Folgeseiten):

II. GRUNDSÄTZLICHES

A. Was ist der Wasserzins?

- 1 Der Wasserzins ist der *Preis* für die den Konzessionären (Kraftwerksgesellschaften) in der Regel für 80 Jahre *exklusiv* überlassene *Nutzung der Wasserkraft*. Die Pflicht zur Bezahlung des Wasserzinses entsteht mit dem Erwerb der Konzession durch den Konzessionär. Dieses Entgelt für die Einräumung eines Sondervorteils gilt rechtlich als Kausalabgabe. Ähnliche Entgelte für die Nutzung einer der Sachherrschaft des Gemeinwesens unterstehenden Ressource bestehen beispielsweise bei Steinbrüchen, bei der Kiesgewinnung sowie bei anderen Nutzungen öffentlicher Gewässer (Wärmegewinnung, Kühlzwecke, Bewässerungen usw.).

- 2 Entgegen weitverbreiteter Fehlauflassung ist der Wasserzins also weder eine Subvention noch eine Steuer, sondern ein Ressourcenpreis (rechtlich: Kausalabgabe). Die Gemeinde Saas-Fee lehnt deshalb Vorschläge ab, welche den Wasserzins zu einer Subvention oder Steuer wandeln möchten, was beispielsweise dann der Fall wäre, wenn der Wasserzins, wie dies teilweise bereits propagiert worden ist, über einen Netzzuschlag finanziert werden soll (ähnlich der „Kostendeckenden Einspeisevergütung“). Der Netzzuschlag ist rechtlich eine Ausgleichsabgabe mit besonderem Verwendungszweck. Bei einer Finanzierung des Wasserzinses aus dem Netzzuschlag würde dieser (und damit auch der Wasserzins) zu einer Zwecksteuer mutieren. Hierfür mangelt es jedoch an einer Grundlage in der Bundesverfassung. Diese Vorschläge erweisen sich daher nicht nur als sachfremd, sondern insbesondere auch als verfassungswidrig.

B. Woher stammt das Wasserzinsmaximum?

- 3 Ende des 19. Jahrhunderts gelang es erstmals, den Strom über weite Distanzen zu transportieren. Das Interesse an der Nutzung der Wasserkraft nahm dadurch schlagartig zu. Die aufstrebende Industrie im Mittelland, sowie der Eisenbahnbau wollten mit günstigem Strom versorgt werden. Damit entstand ein Spannungsfeld zwischen der Elektrizitätserzeugung zu möglichst günstigen Preisen einerseits und den Einnahmen der öffentlichen Hand aus der Gewässerhoheit andererseits. Aus Angst davor, dass die Wasserkraftnutzung durch zu hohe Wasserzinse und durch andere Leistungen erheblich behindert werden könnte, beschloss das Parlament, eine Preisobergrenze für den Wasserzins einzuführen. Das Wasserzinsmaximum ist somit eine *staatlich reglementierte* Preisobergrenze zugunsten der Förderung der Industrialisierung und der Elektrifizierung des Landes. Das erste bundesrechtliche Wasserzinsmaximum wurde im Jahre 1916 in Anlehnung an die bis dahin in den Kantonen üblichen Wasserzinspreise festgelegt. Mit der Hinnahme dieser Einschränkung hat das Berggebiet einen grossen Beitrag zugunsten der Entwicklung der Schweizer Industrie und der Industriestandorte geleistet. Im Gegenzug konnten die Berggemeinden und -kantone Einnahmen generieren, um Erschliessungen zu realisieren und eine wirtschaftliche Entwicklung voranzutreiben. Das Wasserzinsmaximum gründet somit auf einem Interessenausgleich zwischen den Eigentümern der natürlichen Ressource Wasserkraft und der Schweizer Volkswirtschaft.

C. Der Wert des Wassers hat sich stark gewandelt

- 4 Der Wert des Wassers bzw. der Wasserkraft hat sich im vergangenen Jahrhundert in verschiedener Hinsicht stark gewandelt. Die energiewirtschaftliche Qualität der verschiedenen Arten der mit der Wasserkraft erzeugten elektrischen Energie hat sich stark verfeinert. Die Bedeutung von wertvoller Spitzenenergie sowie von hochpreisigen Ökostromprodukten bilden diesbezüglich bloss zwei Beispiele. Weiter werden der Landschaftsverbrauch und die Umweltveränderungen heute wesentlich sensibler beurteilt, als zu Beginn des 20. Jahrhunderts. Der Schutz von Landschaften und Landschaftselementen sowie die möglichst erneuerbare Stromproduktion sind heute öffentliche Interessen, die zwischenzeitlich in Verfassung und Gesetz Eingang gefunden haben. Bezeichnend ist in diesem Zusammenhang auch, dass der Bund aus dem Wasserzins einen „Landschaftsrappen“ einbehält, um Gemeinwesen zu entschädigen, welche die Wasserkraft nicht nützen können, weil deren Landschaft unter nationalem Schutz steht (Art. 49 Abs. 1 und Art. 22 WRG). Ferner ist die Stromproduktion aus Wasserkraft, seit jeher *das* Rückgrat für die Versorgungssicherheit unseres Landes. Mit der vom Volk am 21. Mai 2017 beschlossenen EST-2050 und dem damit beschlossenen schrittweisen Ausstieg aus der Kernkraft hat die Bedeutung der Wasserkraft noch zusätzlich an Bedeutung gewonnen. Nebst der reinen Teuerung ist der Wert des Wassers im letzten Jahrhundert somit auch aus verschiedenen anderen, gewichtigen Gründen deutlich gestiegen. Der Preis von gewärtig CHF 110.--/kW_{brutto} ist deshalb absolut gerechtfertigt.

D. Starker Abbau von Arbeitsplätzen

- 5 Die Wassernutzungskonzessionen sind von den Berggemeinden und -kantonen auch deshalb erteilt worden, weil die Elektrizitätsgesellschaften die Schaffung von Arbeitsplätzen versprochen haben. Entsprechende Stellen sind anfänglich auch entstanden. Durch die Digitalisierung und weitere Rationalisierungsmassnahmen sind aber viele Arbeitsplätze, welche für den Betrieb der Kraftwerke erforderlich waren, gestrichen und/oder ausgelagert worden. Die Kraftwerke in den Alpen werden heute von den Konzernzentralen in Zürich, Baden, Olten oder Bern aus gesteuert. Der Unterhalt der Kraftwerke erfolgt zu einem guten Teil durch mobile Equipen oder Lieferanten bzw. externe Partner und nicht mehr durch fest angestellte Mitarbeitende vor Ort. Dasselbe gilt auch für den Netzbereich. Die Bedeutung der Elektrizitätsgesellschaften als Arbeitgeber in den Talschaften und damit ein wichtiger Gegenwert für die erteilten Konzessionen hat sich deshalb im Laufe der Zeit stark relativiert.

E. Mit dem Wasserkraftstrom werden Erträge erzielt

- 6 Die RKGK hat - gemeinsam mit den beiden Wasserkraftkantonen Aargau und Bern - bei der renommierten Beratungsfirma BHP - Hanser und Partner AG, Zürich, eine Studie zu den „Erträgen mit der Wasserkraft in den Jahren 2000 -2016“ sowie bei Prof. Dr. Karl Frauendorfer der Universität St.Gallen eine Studie zum „Erlöspotenzial der Schweizer Grosswasserkraft“ erstellen lassen. Die Ergebnisse können in Kurzform wie folgt zusammengefasst werden:
- **Immer Gewinne geschrieben:** Im Betrachtungszeitraum 2000 bis 2015 hat die Elektrizitätsbranche als Ganzes mit der Wasserkraft Gewinne geschrieben, unabhängig von den auch in früheren Phasen bereits tiefen Marktpreisen und dem bestehenden Wasserzinsystem. Diese Gewinne variierten zwischen einem und vier Rappen pro Kilowattstunde für den Schweizer Markt und den Aussenhandel, wobei sie in den letzten Jahren tendenziell gesunken sind. Darin nicht berücksichtigt sind Zuschläge für die höhere Wertigkeit der Wasserkraft und die Systemdienstleistungen. Auch für die kommenden Jahre dürfte sich – sofern der Markt nicht vollständig geöffnet wird – an der Ertragslage wenig ändern. Der Grossteil der Gewinne entfällt auf den Schweizer Markt, d.h. sie wurden dadurch erwirtschaftet, dass die gemäss StromVG an Verteilnetzbetreiber gebundenen Konsumenten Elektrizitätspreise bezahlt haben, welche deutlich über den Produktionskosten der analysierten Partnerwerke lagen. Sofern die Teilliberalisierung des Schweizer Elektrizitätsmarkts aufrechterhalten wird, ist nicht davon auszugehen, dass die Gewinne in diesem Geschäftsfeld deutlich abnehmen. Zunehmende Schwierigkeiten bei anhaltend tiefen Marktpreisen haben vor allem diejenigen EVU zu erwarten, welche über wesentliche Anteile an Eigenproduktion ohne entsprechende Kunden im gebundenen Markt verfügen. Dies ist zwar eine klare Minderheit aller Unternehmen, es handelt sich dabei aber um sehr grosse Unternehmen.
 - **Nutzniessung mehrheitlich bei Aktionären:** Wird die Gewinnverwendung der Branche betrachtet, so kann festgestellt werden, dass das Entgelt aus Wasserzinsen seit 2003 mit Ausnahme von zwei Jahren deutlich unterhalb der Dividendenzahlungen an die öffentliche Hand lag. In der Mehrheit der betrachteten Geschäftsjahre haben die Eigentümerkantone somit deutlich höhere Erträge erwirtschaftet als die Wasserkraftkantone.
 - **Konstante Produktionskosten:** Die Produktionskosten (Rp./kWh) sind in den letzten 15 Jahren relativ konstant geblieben. Zwar wurden die Wasserzinsen erhöht, im Gegenzug dazu haben die Produktionsunternehmen jedoch von sinkenden Kapitalmarktsätzen profitiert, womit die höheren Wasserzinsen mehr als kompensiert wurden. Interessanterweise hat das gebundene Kapital nicht wesentlich abgenommen. Dies ist ein Hinweis darauf, dass in den letzten Jahren bei vielen Kraftwerken Reinvestitionen vorge-

nommen wurden. Aufgrund des Investitionszyklus und im Hinblick auf die Heimfälle (die Mehrheit davon in den nächsten 15 bis 30 Jahren) ist davon auszugehen, dass beim Bestand der Wasserkraftwerke das gebundene Kapital in den nächsten Jahrzehnten eher abnimmt und so eine weitere Entlastung auf der Zins- und Abschreibungsseite eintreten sollte.

F. Vollständige Datentransparenz als zentrales Element

- 7 Beim derzeit geltenden Modell des Wasserzinses mit einem pauschalen Maximalpreis melden die Konzessionäre den Kantonen lediglich die Jahresproduktion des Wasserkraftwerkes, worauf der im Produktionsjahr geschuldete Wasserzins ermittelt wird. Hingegen müssen die Konzessionäre und die dahinter stehenden Eigner keinerlei Daten über die Gestehungskosten und die mit dem produzierten Wasserkraftstrom erzielten Erlöse (Wertschöpfung) offenlegen. Sowohl ein Wechsel des Wasserzinsmodells hin zu einem Modell mit Ressourcenrente als auch eine punktuelle Wasserzinsreduktion als einzelfallweise Unterstützungsmassnahme würden als zentrales Gegenstück zwingend die Offenlegung dieser Daten bedingen. Denn namentlich eine Ressourcenrente ist nur auf Basis vollständiger Datentransparenz seitens der Elektrizitätsunternehmen und, subsidiär, der Aufsichtsbehörden in fairer Weise umsetzbar. Die derzeitige Informations-Asymmetrie zwischen dem Konzessionär und seinen Eignern einerseits und den Kantonen und Gemeinden andererseits ist bei der Umsetzung allfälliger neuer Modelle deshalb zwingend und vollständig auszugleichen.

III. ÜBERGANGSREGELUNG FÜR DAS WASSERZINSMAXIMUM (Art. 49 Abs. 1 und 1^{bis})

A. Koordination zwischen neuem Wasserzinsmaximum und neuem Marktmodell sachgerecht

- 8 Der Bundesrat muss der Bundesversammlung bis 2019 den Entwurf für ein neues „marktnahes“ Strommarktmodell unterbreiten (Art. 30 Abs. 5 nEnG¹). Deshalb ist die Bundesverwaltung daran, entsprechende Grundlagen aufzuarbeiten, die kommendes Jahr in die Vernehmlassung gesendet werden sollen. Das künftige Marktmodell bildet die Grundlage für die Ausgestaltung des künftigen Wasserzinsmodells. Eine seriöse Stellungnahme zu einem neuen Modell für das Wasserzinsmaximum wäre in Unkenntnis des neuen Marktmodells nicht möglich gewesen. Deshalb erachten wir die nun vorgeschlagene zeitliche und inhaltliche Koordination mit dem neuen Marktmodell im Grundsatz für geboten und sachgerecht.

B. Die vorgeschlagene Übergangsregelung wird aber strikte abgelehnt

- 9 Der in den Vernehmlassungsunterlagen konkret unterbreitete Vorschlag für die Übergangsregelung **lehnt die Gemeinde aber strikte ab**, weil es aus nachfolgenden Gründen weder sachlich noch politisch gerechtfertigt ist, das derzeitige Wasserzinsmaximum zu senken:

1. Verfehlte Ursachenanalyse führt zu verfehltem Vorschlag als Hauptvariante

¹ Art. 30 Abs. 5 des neuen EnG lautet:

„5 Der Bundesrat unterbreitet der Bundesversammlung bis 2019 einen Erlassentwurf für die Einführung eines marktnahen Modells bis spätestens zum Zeitpunkt des Auslaufens der Unterstützungen für das Einspeisevergütungssystem“. Das Einspeisevergütungssystem läuft bis am 31. Dezember des fünften Jahres nach Inkrafttreten des neuen Energiegesetzes, also voraussichtlich bis zum 31. Dezember 2022.

- 10 Im Erläuternden Bericht (**EB**) zur Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes (**WRG**) werden die Vorgänge dargelegt, die den internationalen und nationalen Energiemarkt und die Preisentwicklungen beeinflussen und zu einem vollkommen verzerrten Elektrizitätsmarkt geführt haben. Es sind dies zum weit überwiegenden Teil politische Entscheide oder eben unterlassene politische Entscheide. Entsprechend ist es völlig verfehlt zu behaupten, der Wasserzins untergrabe die Wettbewerbsfähigkeit und die Substanz der Wasserkraft. Der Wasserzins gehört nicht zu den Ursachen dieser Entwicklungen und deshalb ist es im Zusammenhang mit der Ursachenbekämpfung falsch, beim Wasserzins ansetzen zu wollen und die Wasserkraftkantonen den Preis für den Ausgleich der Marktverzerrungen bezahlen zu lassen.
- 11 Zentrale Aufgabe des Bundesrates sowie des Bundesparlamentes ist deshalb dafür zu sorgen, dass der völlig verzerrte Elektrizitätsmarkt künftig so geordnet wird, dass die Wasserkraft wieder über gleichlange Spiesse im Wettbewerb verfügt. Nötig ist hierzu eine Kostenwahrheit für alle Stromerzeugungsarten und als Folge davon eine Internalisierung der bisher nicht eingepreisten externen Kosten. Realpolitisch ist dies ein anspruchsvolles und wohl auch längerdauerndes Unterfangen, weil mehrere EU-Länder ihre eigenen Produktionsformen durch offene und versteckte protektionistische Massnahmen schützen. Es ist deshalb nicht nachvollziehbar, weshalb die Schweiz ihre saubere und erneuerbare Wasserkraft nicht ebenfalls für solange schützt, bis am europäischen Markt tatsächlich mit gleichlangen Spiesen gekämpft wird.

2. Inakzeptabler Präjudizierungsversuch

- 12 Wie vorstehend erwähnt, verlangt Artikel 30 Absatz 5 nEnG vom Bundesrat die Ausarbeitung eines „marktnahen Modells“ für den nationalen Strommarkt. Im Umkehrschluss ist somit auch der Souverän der Ansicht, dass das gegenwärtige Marktsystem *marktfern* ist. Entsprechend kann ein neues Modell für das Wasserzinsmaximum - je nach konkreter Ausgestaltung - bestenfalls mit der Annäherung an den Markt begründet werden, sofern und soweit das neue Strommarktdesign zu mehr Markt führt, nicht aber die vorgeschlagene Übergangsregelung. Es ist deshalb verfehlt und auf der Basis einer korrekt interpretierten Ursachenanalyse nicht folgerichtig, wenn der Bundesrat ausführt, die Übergangsregelung sei *„als vorbereitende Anpassung vor einer langfristigen Lösung zu sehen, welche in Zukunft durch die Flexibilisierung des Wasserzinses sichergestellt werden soll“* (Ziff. 1.3 des EB). Dieser Schluss ist, auf Basis der heutigen Erkenntnisse, nicht statthaft.
- 13 Mit genau derselben Begründung hätte der Bundesrat auch „indikative“ Vorschläge für das künftige Marktdesign in Vernehmlassung senden können, zumal bereits zahlreiche entsprechende Vorschläge in und ausserhalb der Bundesverwaltung analysiert und diskutiert worden sind. Dies hat er aber - im Gegensatz zum Modell für den Wasserzins - wohlweislich unterlassen.
- 14 Bevor also über eine Änderung des gegenwärtig geltenden Wasserzinsmaximums entschieden werden kann, müssen eine vollständig transparente Datengrundlage und das neue Strommarktmodell vorliegen. Erst und nur dann kann nämlich über die Notwendigkeit und allfälligerweise über das sachgerechte Ausmass von Anpassungen am Wasserzinsmodell befunden werden.
- 15 Der in den Vernehmlassungsunterlagen präsentierte Vorschlag für die Übergangsregelung erweckt den Eindruck, dass der Bundesrat ungeachtet der markt- bzw. preisgestaltenden Wirkung aus einem künftigen Marktmodell bereits heute der festen Ansicht ist, dass das künftige Wasserzinsmaximum erheblich gesenkt werden müsse. Eine objektiv nicht belastbare vorgefasste Meinung als Grundlage für die vorgeschlagene Übergangsregelung zu verwenden, ist unsachlich und für die Gemeinde Saas-Fee nicht akzeptabel.

3. Inkonsistente Argumentation des Bundesrates

- 16 Vorschläge zur raschen Stärkung der Wasserkraft sind vom Bundesrat in der Junisession 2017 vehement als **unzulässige wirtschaftspolitische Massnahme** bekämpft worden. Es gehe nicht an, gewisse Unternehmen zu entlasten und dies unter Belastung der Haushalte und KMU. Bundespräsidentin Leuthard führte als zuständige Departementsvorsteherin im Namen des Bundesrates diesbezüglich wörtlich was folgt aus:

„Wir sind nicht da, um Unternehmen zu retten. Wir sind nicht primär da, um Fehlentscheide von Managements durch den Steuerzahler zu schützen. Wir sind nicht dazu da, um hohe Kredite, die viele Rechnungen belasten, jetzt vom Bund her zu lösen. Das sind primär unternehmerische Aufgaben. Man ist auch dran und hat die Unternehmen neu organisiert. Das ist am Laufen. Deshalb meine ich effektiv, dass der Antrag Wasserfallen dieses Problem nicht auf die lange Bank schieben will. Er sagt, dass wir, wie die Kommission das vorhatte, hier etwas tun müssen, dass es aber nicht nur wirtschaftspolitisch für die Unternehmen begründet sein kann. Es muss auch energiepolitisch und für die Konsumenten, die diese Preise zu bezahlen haben, stimmen. Es muss eine nachhaltige Lösung sein“ (Amtliches Bulletin, Nationalrat Sommersession 2017, Zweite Sitzung, 30.05.17, 08h00; Geschäft 16.035).

- 17 Auf die Frage von Nationalrat Beat Jans, ob das UVEK zur Schaffung von Transparenz bereit sei, bei allen Wasserkraftwerken der Schweiz eine Anfrage durchzuführen und zu verlangen, dass die Zahlen offengelegt werden, antwortete die Departementsvorsteherin namens des Bundesrates was folgt:

„Wir haben keine rechtlichen Grundlagen, um so etwas zu tun. Ich kann doch nicht sagen, jetzt müssen mir alle Unternehmen ihre Bilanzen und ihre Buchhaltung offenlegen. Sie dürfen das freiwillig tun. Sie gehen jetzt einfach davon aus, alle Wasserkraftwerke seien fast nahe am Konkurs. Ich kann das nicht bestätigen, ich kann es aber auch nicht widerlegen. Wir haben - das hat Ihre Subkommission seinerzeit gemacht, Herr Nationalrat Grunder hat sie geleitet - gewisse anonymisierte Daten über die Kosten der Wasserkraft erhalten. Sie waren anonymisiert - ob das alles stimmt, können wir nicht nachprüfen, denn der Bund, der Staat hat nicht das Recht, Einblick in privatrechtliche Unternehmen zu erhalten und alle Details zu verlangen; es ist nicht möglich. Die Eigentümer - sprich Kantone, Gemeinden - könnten das tun, aber die Daten wurden uns bislang nicht zur Verfügung gestellt. Deshalb ist die Datenlage unvollständig, da stimme ich mit Ihnen überein. Aber wir können nicht einfach, nur weil es spannend wäre, von den Unternehmen jetzt die Bilanzen verlangen und Details darüber, was wie hohe Kosten verursacht, was rentiert und was nicht rentiert. Deshalb glaube ich, bevor man den Unternehmen unter die Arme greifen sollte - das wurde auch mal diskutiert -, sollte man verlangen, dass sie ihre Zahlen offenlegen. (...)“ (Amtliches Bulletin, Nationalrat Sommersession 2017, Zweite Sitzung, 30.05.17, 08h00; Geschäft 16.035).

- 18 Das Bundesamt für Energie hat mit Briefen vom 27. Juni 2017 inzwischen eine Umfrage bei allen Kraftwerkunternehmungen eingeleitet, um an entsprechende Daten zu gelangen. Bedauerlicherweise beschränkt sich die Umfrage alleine auf die Kostenseite und klammert die Ertragsseite vollständig aus. Auch die Eidgenössische Elektrizitätskommission (EiCom) vertritt in ihrem Bericht zuhanden der UREK des Nationalrates, worin sie die Finanzlage der Elektrizitätsunternehmungen analysiert, die Ansicht, dass auch die Erlösseite in die Rentabilitätsbetrachtungen mit einzubeziehen ist. (vgl. Artikel „Malt die Strombranche zu schwarz?“ in der NZZ vom 08. Juli 2017).

- 19 Obwohl also der Bundesrat im Nationalrat wirtschaftspolitische Massnahmen abgelehnt hat, obwohl seitens des Bundesrates eine Verantwortung des Staates zur Rettung von Unternehmen abgelehnt wird und obwohl der Bundesrat darlegt, über keine belastbaren Datengrundlagen zur Rentabilitätssituation der Wasserkraftwerke zu verfügen, schlägt er drei Wochen nach der Debatte im Nationalrat in den vorliegend zu beurteilenden Vernehmlassungsunterlagen eine Senkung des Wasserzinsmaximums als Übergangsregelung vor. Dies mit der Begründung, dass es „über die Marktprämie hinaus eine Entlastung der Betreiber“ benötige (Ziff. 1.3 des EB). Dieses Vorgehen ist inkonsistent und die Gemeinde Saas-Fee empfindet es als Affront; im Ergebnis würde eine wirtschaftspolitische Massnahme nun durch die Hintertüre eingeführt - neu mit dem Unterschied, dass diese sich nun einfach einseitig und allein zu Lasten der Berggemeinden und -kantone auswirken würde und der Bund, die übrigen Kantone und alle übrigen Stakeholder von der Lastentragung im Gegenzug gänzlich befreit bleiben würden. Weshalb mit der vorgeschlagenen Wasserzinssenkung wirtschaftspolitische Massnahmen plötzlich gerechtfertigt sein sollen, nachdem sie nur drei Wochen zuvor vehement abgelehnt worden sind, lässt sich jedenfalls nicht sachlich erklären und ist entsprechend auch nicht nachvollziehbar.
- 20 Die vom Bundesrat vorgeschlagene Übergangsregelung beim Wasserzins steht somit im Widerspruch zu seiner eigenen Haltung, die er nur drei Wochen vor Eröffnung der Vernehmlassung im Nationalrat vertreten hat. Deshalb fordert die Gemeinde Saas-Fee den Bundesrat mit Nachdruck auf, eine konsistente und verlässliche Haltung einzunehmen. Die vorgeschlagene Wasserzinssenkung, die zudem explizit auch noch als „vorbereitende Anpassung im Hinblick auf die langfristige Lösung“ dienen soll, obwohl die Grundlagen für die künftige Ausgestaltung des Marktes noch gar nicht vorliegen, ist nichts anderes als eine wirtschaftspolitische Massnahme, wie sie vom Bundesrat in der Junisession noch vehement bekämpft worden ist.

4. Ungerechtfertigte Giesskannensubvention

- 21 Der Bundesrat bestätigt im EB, dass rund 50 Prozent der Wasserkraftproduktion in der Grundversorgung abgesetzt wird, wo bekanntlich das sogenannte Gestehungskostenprinzip gilt, bei dem *sämtliche Kosten gedeckt* werden. Deshalb hat dieser Teil der Wasserkraft per Definition gar keine Rentabilitätsprobleme und benötigt somit auch keine Wasserzinssenkung. Dementsprechend erweist sich die für die Übergangsregelung vorgeschlagene Hauptvariante zu mindestens 50 Prozent als unnötige Giesskannensubvention. Auch unter diesem Gesichtspunkt mangelt es der vorgeschlagenen Hauptvariante an einer sachlichen und politischen Notwendigkeit. Die im EB für die Hauptvariante und gegen eine differenzierte Betrachtung der unterschiedlichen Marktverhältnisse ins Feld geführten Vollzugsprobleme (Ziff. 1.3 EB) vermögen jedenfalls nicht ernsthaft eine Giesskannensubvention zu rechtfertigen.

5. Indirekte Kompensierung der Marktprämie durch die Wasserkraftkantone

- 22 Am 21. Mai 2017 hat das Volk das neue Energiegesetz (nEnG) als erstes Massnahmenpaket zur Umsetzung der Energiestrategie 2050 (EST-2050) angenommen. Das nEnG enthält eine Marktprämie für Grosswasserkraftwerke, die den Beweis erbringen, dass sie mit Rentabilitätsproblemen kämpfen (Verlust-Nachweis). Für die Unterstützung dieser Werke werden bei den Konsumenten 0,2 Rp./kWh erhoben, womit jährlich rund CHF 120 Millionen zur Verfügung stehen. Zudem sind diese Werke von der Durchschnittspreismethode befreit, was eine zusätzliche Entlastung bedeutet².

² BFE-Faktenblatt vom 21. März 2017, S. 2, abrufbar unter: https://www.uvek.admin.ch/dam/uvek/de/dokumente/energie/faktenblatt5-energiegesetz-wasserkraft.pdf.download.pdf/06_Faktenblatt_5_Wasserkraft.pdf.

- 23 Die vom Bundesrat vorgeschlagene Wasserzinssenkung würde nun aber im Ergebnis zu einer teilweisen Kompensation der bei den Konsumenten erhobenen Abgabe von 0.2 Rp/kWh führen. Von einer solchen Massnahme war vor der Abstimmung keine Rede. Das Stimmvolk hat der EST-2050 im Bewusstsein dieser Zusatzbelastung zugestimmt und damit zum Ausdruck gebracht, dass es bereit ist, diese Zusatzbelastung zu tragen. Mit der vorgeschlagenen Wasserzinssenkung soll dieser Volksentscheid gemäss Vorschlag des Bundesrates bereits einen Monat nach der Abstimmung durch die Hintertüre zu Lasten der Wasserkraftkantone umgestossen werden. Dieses Vorgehen ist staatspolitisch bedenklich und nicht tolerierbar.

6. Opfersymmetrie - fehlende Beteiligung des Bundes

- 24 Bemerkenswert am Vernehmlassungsvorschlag ist sodann, dass sich der Bund bei der Lösung der Rentabilitätsprobleme in keiner Weise selber beteiligt und dies obwohl die Wasserkraft der zentrale Pfeiler der EST-2050 bildet. Mit anderen Worten: Der Bund verlangt von allen anderen (Eigentümer, Konsumenten, Wasserkraftkantone) ein Entgegenkommen, welches er für sich selbst aber strikte zurückweist.
- 25 Dies ist inakzeptabel. Wenn Teile der Schweizer Wasserkraft tatsächlich mit politisch bedingten Rentabilitätsproblemen zu kämpfen haben, muss sich im Sinne einer echten Opfersymmetrie zwingend auch der Bund mit eigenen Mitteln an der Problemlösung beteiligen. Will der Bund somit an seinem Vorschlag für die Übergangsregelung festhalten, fordert die Gemeinde Saas-Fee, dass er konkrete und wirksame Vorschläge unterbreitet, wie auch er sich mit eigenen Mitteln im Sinne einer Opfersymmetrie dort, wo ausgemachter Handlungsbedarf besteht (d.h. im Einzelfall für allfällig notleidende Elektrizitätsunternehmen), beteiligt.

7. Dauer der Übergangsregelung

- 26 Die vorgeschlagene Übergangsregelung ist bis Ende 2022 befristet. Folglich rechnet der Bundesrat fest mit dem verbindlichen Inkrafttreten des neuen Strommarktmodells per 1. Januar 2023. Dies *kann* der Fall sein, *muss* es aber nicht. Die Erarbeitung eines neuen Marktmodells ist komplex und die Beratungen darüber werden erfahrungsgemäss kontrovers ausfallen und viel Zeit beanspruchen. Der Gesetzgebungsprozess beim StromVG und bei der EST-2050 sind diesbezüglich zwei Schulbeispiele. Es sei auch daran erinnert, dass der Bundesrat in der Junisession noch verlauten liess, dass er für das neue Marktmodell über verschiedene Ansätze verfüge und im Ergebnis soweit sei, dass die Ergebnisse im Herbst 2017 vertieft seien³. Einem Rundschreiben vom 20. Juni 2017 des Bundesamtes für Energie ist dann aber bereits zu entnehmen, dass erst *Ende Sommer 2018* mit einer Vernehmlassungsvorlage für ein neues Marktdesign zu rechnen sei⁴. Folgerichtig ist es, zusammenfassend deshalb angezeigt, die Dauer der Übergangsregelung nicht an eine konkrete Jahreszahl, sondern an die *Inkraftsetzung* des neuen Marktmodells zu knüpfen. Nur dies gewährleistet eine echte Koordination.

C. Zusammenfassung

- 27 Gestützt auf die vorstehenden Erwägungen **beantragen** wir die derzeitige Wasserzinsregelung bis zum Inkrafttreten des marktnahen Modells gemäss Art. 30 Abs. 5 nEnG zu verlängern:

³ Votum Bundespräsidentin Leuthard: „Deshalb meine ich effektiv, dass der Antrag Wasserfallen dieses Problem nicht auf die lange Bank schieben will. Er sagt, dass wir, wie die Kommission das vorhatte, hier etwas tun müssen, dass es aber nicht nur wirtschaftspolitisch für die Unternehmen begründet sein kann. Es muss auch energiepolitisch und für die Konsumenten, die diese Preise zu bezahlen haben, stimmen. Es muss eine nachhaltige Lösung sein. Wir haben sie auch noch nicht. Wir haben verschiedene Ansätze. Das haben wir der Kommission mitgeteilt und gesagt: Im Herbst sind wir so weit, dass wir die Ergebnisse vertieft haben“ (Amtliches Bulletin, Nationalrat Sommersession 2017, Zweite Sitzung, 30.05.17, 08h00; Geschäft 16.035).

⁴ Brief vom 20. Juni 2017 des Bundesamtes für Energie an die Stakeholder der Revision des Stromversorgungsgesetzes.

ANTRAG:

Änderung von Art. 49 Abs. 1, erster Satz:

¹ Der Wasserzins darf **bis zum Inkrafttreten des marktnahen Modells gemäss Artikel 30 Absatz 5 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG)** jährlich 110 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung nicht übersteigen. (....)

Änderung von Art. 49 Abs. 1^{bis}:

Aufheben.

IV. ALTERNATIVVARIANTE FÜR DIE ÜBERGANGSREGELUNG (Art. 49 Abs. 1 und 1^{bis})

A. Einleitung

- 28 Der EB zur Teilrevision - nicht aber auch der konkret vorgelegte Gesetzestext - enthält für die Übergangsregelung einen Alternativvorschlag. Diesem entsprechend soll es nur punktuelle Wasserzinsreduktionen für klar defizitäre Kraftwerke geben, wobei als Voraussetzung die Marktprämienberechtigung für Grosswasserkraftwerke gemäss Artikel 30 nEnG herangezogen werden könne.

B. Grundsätzliche Haltung

- 29 Die oben in Kapitel III. enthaltenen Erwägungen zur verfehlten Ursachenanalyse (Ziff. III./B./1.), zum inakzeptablen Präjudizierungsversuch (Ziff. III./B./2.), zur inkonsistenten Argumentation des Bundesrates (Ziff. III./B./3.), zur mangelnden Beteiligung des Bundes (Ziff. III./B./5.) und zur nicht sachgerecht geregelten Geltungsdauer der Übergangsregelung (Ziff. III./B./7.) gelten gleichermassen auch für die Alternativvariante, weshalb ausdrücklich darauf verwiesen wird. Vor diesem Hintergrund besteht grundsätzlich auch keinerlei sachliche und politische Notwendigkeit für punktuelle Wasserzinssenkungen. Auch die ElCom gelangt in ihrer Analyse vom 26. Juni 2017 zuhanden der UREK des Nationalrates zum Schluss, dass allfällige Unterdeckungen von den Gesellschaften getragen werden können und auch sollen.

C. Alternativvariante nur unter klaren Bedingungen

- 30 Im Sinne der von der Gemeinde Saas-Fee mit den Elektrizitätsgesellschaften gepflegten partnerschaftlichen Politik waren und ist die Gemeinde Saas-Fee bereit, Unterstützungsmassnahmen zu prüfen, wenn eine Gesellschaft nachweislich Schwierigkeiten hat. Deshalb verschliesst sich die Gemeinde Saas-Fee einer Übergangsregelung mit punktuellen (einzelfallweisen) Wasserzinsreduktionen nicht generell. Dabei muss aber folgender zwingender Grundsatz gelten: **„Wer über die Marktprämie hinaus eine Unterstützung beanspruchen will, der muss vollständige Datentransparenz gewährleisten“**. In diesem Sinne konkretisiert die Gemeinde Saas-Fee den Alternativvorschlag des Bundesrates mit folgenden **zwingenden und kumulativ zu erfüllenden Bedingungen (Anspruchsvoraussetzungen)**:
- 1) Die Prüfung einer punktuellen Wasserzinsreduktion erfolgt nur dann, wenn eine Marktprämie ausgerichtet wird;

- 2) Die Berechnung der punktuellen Wasserzinsreduktion erfolgt nur unter vorangehender vollständiger Anrechnung der ausgerichteten Marktprämie;
- 3) Die punktuelle Wasserzinsreduktion wird ausschliesslich auf dem nachweislich am Markt abgesetzten Wasserkraftstrom gewährt (nicht auch auf dem in der Grundversorgung abgesetzten Wasserkraftstrom);
- 4) Zusätzlich zu den für die Ausrichtung der Marktprämie geltenden Kriterien haben die Gesuchsteller und Gesuchstellerinnen vollständige Transparenz zur Kosten- und Erlöseite zu gewährleisten;
- 5) Auf der Kostenseite werden keine Eigenkapital-Verzinsungen akzeptiert;
- 6) Die Eigner der Kraftwerkgesellschaft haben einen Dividendenverzicht zu erklären;
- 7) Die Eigner der Kraftwerkgesellschaft haben sich in zumutbarer Weise an der Problemlösung zu beteiligen;
- 8) Die punktuelle Wasserzinsreduktion wird gewährt, soweit dies zur Deckung der Gesteungskosten des einzelnen Kraftwerkes erforderlich ist, maximal jedoch im Umfange von CHF 10.00/kW_{brutto} (Senkung von CHF 110/kW_{brutto} auf CHF 100/ kW_{brutto});
- 9) Die punktuelle Wasserzinsreduktion erfolgt in Form einer Stundung, d.h. die entsprechende Kraftwerkgesellschaft muss die erhaltene Reduktion zurückzahlen, wenn sie wieder Gewinn erzielt;
- 10) Der Bund muss sich seinerseits mit eigenen Mitteln an der Unterstützung des entsprechenden Kraftwerkes beteiligen.

D. Antrag zur Konkretisierung der Alternativvariante

- 31 Gestützt auf die vorstehenden Erwägungen stellt die Gemeinde Saas-Fee nachstehenden Antrag zur Konkretisierung des vom Bundesrat unterbreiteten Alternativvorschlags. Die Unterstützungen des Bundes sind von diesem noch zusätzlich auf Gesetzesebene zu regeln. Zudem ist auch noch zu prüfen, ob einzelne Bestimmungen allenfalls auch auf Verordnungsebene verankert werden können:

ANTRAG:

Änderung von Art. 49 Abs. 1, erster Satz:

¹ Der Wasserzins darf ***bis zum Inkrafttreten des marktnahen Modells gemäss Artikel 30 Absatz 5 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG)*** jährlich 110 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung nicht übersteigen. (...)

Änderung von Art. 49 Abs. 1^{bis}, 1^{ter} und 1^{quater} (**neu**):

1bis Bis zum Inkrafttreten des marktnahen Modells gemäss Artikel 30 Absatz 5 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG) wird der Wasserzins jährlich um CHF 10 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung, höchstens aber bis zur Deckung der Gesteungskosten, gesenkt, wenn die Betreiber von Grosswasserkraftanlagen im Sinne von Art. 30 Absatz 1 und 2 EnG bzw. ihre Eigner den Nachweis erbringen, dass die Gesteungskosten der Elektrizität aus diesen Anlagen trotz Anrechnung der Marktprämie gemäss Art. 26 EnG sowie nach Abzug einer Eigenkapital-Verzinsung, nach einem Dividendenverzicht und

nach zumutbaren Stützungsmaßnahmen der Eigner sowie nach Unterstützungen des Bundes nicht gedeckt werden können.

1ter **Verkaufen die Betreiber bzw. ihre Eigner im Sinne von Art. 30 Absatz 1 und 2 EnG die Elektrizität aus den Anlagen am Markt wieder über den Gestehungskosten ist die gewährte Reduktion gemäss Absatz 1^{bis} an den Bund und die Kantone zurückzuzahlen. Letztere verteilen die Rückzahlungen nach Massgabe ihres Rechts anteilmässig auf die wasserzinsberechtigten Gemeinwesen.**

1 quater **Der Bundesrat regelt die Einzelheiten, insbesondere:**

- a. die Anforderungen an die vollständige Übersicht über die Gestehungskosten der Elektrizität der betroffenen Anlagen sowie über die mit dieser erzielten Erlöse;**
- b. die vom Gesuchsteller für den Dividendenverzicht zu erfüllenden Kriterien;**
- c. die Kriterien für zumutbare Stützungsmaßnahmen der Gesellschaftseigner;**
- d. die Ausgestaltung der Stundungsbedingungen;**
- e. die Unterstützungen des Bundes.**

IV. ERMÄSSIGUNG WASSERZINS BEI GEWÄHRUNG VON INVESTITIONSBEITRÄGEN (Art. 50a)

- 32 Dieser Teil der vorgeschlagenen WRG-Teilrevision geht auf die Motion der UREK-S vom 26. August 2014 zurück (14.3668). Der Vorschlag zur kompletten Wasserzinsbefreiung im Falle einer Gewährung von Investitionsbeiträgen gemäss EnG gründet auf dem Gedanken, dass die verleihenden Gemeinwesen keinen Wasserzins erhalten sollen, wenn das Kraftwerk nur dank Investitionshilfen aus dem entsprechenden Netzzuschlag realisiert werden kann. Die Gemeinde Saas-Fee lehnt diesen Vorschlag nicht grundsätzlich ab. Der vorgeschlagene komplette Wasserzinsverzicht für die Baufrist und während 10 Jahren ab Inbetriebnahme des Werkes hat aber den gravierenden Mangel einer nicht nötigen Starrheit an sich, sowohl bezüglich des Verzichtumfangs als auch bezüglich dessen Dauer.
- 33 Die vorgeschlagene Regelung ist nicht sachgerecht und verunmöglicht eine Gleichbehandlung der Kraftwerke. Zum einen bewirken die Massnahmen (Neuanlage, erhebliche Erweiterung, erhebliche Erneuerung) unterschiedliche Leistungserhöhungen. Zum andern werden sowohl die Investitionen der Kraftwerke als auch die Höhe der ausgerichteten Investitionshilfen sehr unterschiedlich ausfallen. Es ist eine gesetzliche Grundlage zu schaffen, die **massgeschneiderte Lösungen** zulässt. Zusammenfassend **unterbreitet die Gemeinde Saas-Fee** deshalb folgenden **Gegenvorschlag**:

ANTRAG:

Änderung von Art. 50a:

¹ Bei Wasserkraftwerken, für die ein Investitionsbeitrag nach Art. 26 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG) ausgerichtet wird, gelten die folgenden Ermässigungen:

- a. Für eine Neuanlage (Art. 24 Abs. 1 Bst. b Ziff. 1 EnG): ***Eine Ermässigung des Wasserzinses, die sich bezüglich Umfang und Dauer aufgrund der getätigten Investition, dem erhaltenen Investitionsbeitrag und der gesamten Bruttoleistung richtet. Bezüglich Dauer ist eine maximale Befreiung während der für den Bau bewilligten Frist und während 10 Jahren ab der Inbetriebnahme möglich. Bezüglich des Umfangs kann der Wasserzins teilweise oder gänzlich ermässigt werden.***
- b. Für eine erhebliche Erweiterung einer bestehenden Anlage (Art. 24 Abs. 1 Bst. b Ziff. 2 EnG): ***Eine Ermässigung des Wasserzinses richtet sich nach den Kriterien gemäss Buchstabe a, wobei ausschliesslich die zusätzliche Bruttoleistung massgebend ist.***
- c. Für eine erhebliche Erneuerung einer bestehenden Anlage (Art. 24 Abs. 1 Bst. b Ziff. 2 EnG): ***Eine Ermässigung des Wasserzinses richtet sich nach den Kriterien gemäss Buchstabe a, wobei die zusätzliche Bruttoleistung nur dann mitberücksichtigt wird, wenn eine solche erfolgt.***

² Sinngemässe Ermässigungen gelten auch für die besonderen Steuern nach Artikel 49 Absatz 2.

V. GRENZKRAFTWERKE - ABSTIMMUNG IM INTERNATIONALEN VERHÄLTNIS (Art. 7 und Art. 49 Abs. 1 letzter Satz)

- 34 Gemäss Ausführungen im EB bewirkt dieser Vorschlag keine materielle Änderung zum geltenden Recht (Ziff. 1.2 in fine). Damit mangelt es der vorgeschlagenen Anpassung eigentlich an der fundamentalen Voraussetzung für eine Gesetzesrevision. Es ist auch nicht ersichtlich, wo der Nutzen der vorgeschlagenen Gesetzesänderung liegen soll. Die Gemeinde Saas-Fee lehnt den unterbreiteten Vorschlag nicht grundsätzlich ab, **verlangen aber in der Botschaft klarere Aussagen zum nachweislichen Nutzen des Revisionsvorschlages. Zugleich behaften sie den Bund bei seiner Aussage, dass diese Teilrevision keinerlei materielle Änderung zum geltenden Recht, namentlich im Verhältnis zu den betroffenen Kantonen, hat. Auch diesbezüglich ist eine explizite Zusicherung in der Botschaft des Bundesrates erwünscht.**

VI. BERECHNUNG DER BRUTTOLEISTUNG (Art. 51 Randtitel und Abs. 1)

- 35 Da dieser Teil des Revisionsvorschlages eine blosse sprachliche Präzisierung enthält, haben wir **keine Bemerkungen.**

VII. FLEXIBILISIERUNG DES WASSERZINSMAXIMUMS (Konsultativbefragung)

A. Unkoordiniertes Vorgehen

- 36 Wie bei Ziff. II./A. einleitend erwähnt, ist eine seriöse Stellungnahme zu einem neuen Modell für das Wasserzinsmaximum in Unkenntnis des neuen Modells für den Strommarkt nicht möglich. Wir erachten es deshalb auch nicht für adäquat, im EB ein konkretes Modell für die Flexibilisierung des Wasserzinsmaximums zu präsentieren, obwohl dieses explizit nicht Teil der Vorlage bildet.
- 37 Mit genau denselben Gründen hätten auch Vorschläge für das künftige Marktmodell unterbreitet und einer „Konsultation“ unterbreitet werden können, zumal auch diesbezüglich verschiedene Modelle bereits verwaltungsintern und -extern andiskutiert worden sind. Das Vorgehen ist umso unverständlicher, als vom Bundesrat in der Junisession wiederholt und mit Nachdruck darauf hingewiesen worden ist, dass es eine *Gesamtschau* benötige, um konsistente Lösungen zu finden.

B. Unhaltbarer Versuch zur Schaffung eines Präjudizes

- 38 Es ist für die Gemeinde Saas-Fee deshalb offensichtlich, dass mit der Präsentation des flexiblen Modells und der in diesem Zusammenhang erwähnten „indikativen“ Zahlen die erst noch zu führende Diskussion zum neuen Modell für das Wasserzinsmaximum präjudiziert werden soll. Die als Übergangsregelung vorgeschlagene Senkung auf CHF 80.--/kW_{brutto} dient - aus dieser Betrachtung - einzig dem Zweck, einen psychologischen „Anker“ zu setzen, um das Wasserzinsmaximum dann von einer bereits reduzierten Basis aus in einem nochmaligen, gleichgrossen Schritt auf letztlich CHF 50.--/kW_{brutto} (Sockel) zu senken.
- 39 In unseren vorstehenden Erwägungen zum Hauptvorschlag haben wir aber eingehend dargelegt, dass bereits die als Übergangsregelung vorgeschlagenen Senkung des Wasserzinsmaximums auf CHF 80.--/kW_{brutto} unter mehreren Aspekten sachlich nicht gerechtfertigt ist und allerhöchstens *einzelfallweise*, an *klare Anspruchsvoraussetzungen* geknüpfte Wasserzinssenkungen in Frage kommen können. Entsprechend ist die Gemeinde Saas-Fee auch in keiner Weise bereit, „*die Übergangslösung als vorbereitende Anpassung vor einer langfristigen Lösung zu sehen*“, wie dies im EB ausgeführt wird (EB, Ziff. 1.3).
- 40 Gestützt auf die vorstehenden Erwägungen, weil das Modellbeispiel nicht Gegenstand der heutigen Vorlage bildet und weil ein künftiges Modell für das Wasserzinsmaximum nicht ohne Kenntnis des künftigen Marktmodells seriös beurteilt werden kann, **verzichtet die Gemeinde Saas-Fee im gegenwärtigen Zeitpunkt auf eine nähere Stellungnahme zum präsentierten flexiblen Modell für das Wasserzinsmaximum**. Auf eine Stellungnahme kann sich die Gemeinde Saas-Fee erst einlassen, wenn die Ausgestaltung des neuen Strommarktmodells bekannt ist. Die Gemeinde Saas-Fee haltet aber bereits heute in aller Deutlichkeit fest, welche **fundamentalen Eckpunkte** ein künftiges Modell **zwingend** abdecken muss:

ZWINGENDE ECKPUNKTE FÜR EIN KÜNFTIGES WASSERZINSMODELL

- Das Modell muss die **gesamte jeweils mögliche Wertschöpfung** abbilden, die mit der Wasserkraftnutzung erzielt werden kann (z.B. Einbezug von Erlösen aus Systemdienstleistungen, Zertifikaten, Kapazitätzuschlägen sowie Handelsprodukten, wie Intraday-Handel u.a.). Nur dann ist nämlich wirklich gewährleistet, dass die Wasserkraftkantone in fairer Weise an der sogenannten Ressourcenrente partizipieren. Mit an-

deren Worten reicht es in keiner Weise aus, die Ressourcenrente alleine von einem Börsenpreis abhängig zu machen.

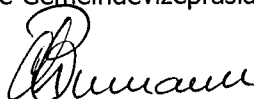
- Die Kraftwerkgesellschaften bzw. deren Eigner sind zur **vollständigen Transparenz** zu verpflichten, d.h. sie haben gegenüber den Kantonen bezüglich Kosten und Erlöse mindestens folgende Angaben zu machen:
 - 1) Bekanntgabe der tatsächlich turbinieren Wassermengen und der detaillierten Turbinierungsstunden jeweils per Ende Jahr auf einer öffentlich zugänglichen Internetseite (Homepage);
 - 2) Nachweis der Gestehungskosten unter Ausklammerung von Eigenkapital-Renditen und Dividenden. Allfällige Overheadkosten sind plausibel nachzuweisen;
 - 3) Bekanntgabe, wie die im Kraftwerk produzierte Elektrizität in welchen Märkten (SDL-Markt sowie künftig andere Märkte) eingesetzt wurde und welche Erträge dadurch erzielt worden sind;
 - 3) Bekanntgabe, welcher Anteil des in der Anlage produzierten Stroms als Ökostrom und mit welchem Erlös verkauft worden ist;
 - 4) Bekanntgabe, wieviel Strom aus der betreffenden Anlage im geschlossenen Markt abgesetzt worden ist bzw. welcher Anteil dem Kraftwerk zugerechnet wird;
 - 5) Bekanntgabe, welche Handelsgewinne erwirtschaftet wurden und welche auf den Einsatz bzw. das Vorhandensein des Kraftwerks zurückzuführen sind.
- Die Behandlungen dieser Daten durch die Kantone untersteht der **Vertraulichkeit analog dem Steuerrecht**.
- Die Datentransparenz muss - zu Plausibilierungs- und anderweitig vollzugsseitig begründeten Zwecken - zusätzlich, zumindest aber **subsidiär, unter Einbezug von staatlichen Aufsichtsbehörden wie die ElCom** sichergestellt werden können.
- Das Modell darf **keinerlei Wälzung des Wasserzinses über einen Netzzuschlag** vorsehen;
- Das Modell ist so zu gestalten, dass Gemeinden und Kantone **auch künftig noch bereit sind, Konzessionen zu verleihen**.

Wir danken Ihnen nochmals für die Möglichkeit zur Stellungnahme und wir ersuchen den Bundesrat unseren Argumenten bei der Überarbeitung der Vorlage ernsthafte Beachtung zu schenken.

Freundliche Grüsse

Einwohnergemeinde Saas-Fee

Die Gemeindevizepräsidentin:



Christa Bumann



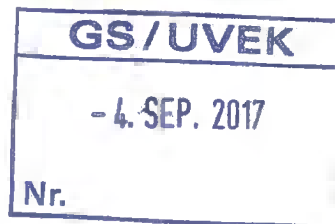
Der Gemeindevizepräsident:



Bernd Kalbermatten

Kopie an:

- revision-wrg@bfe.admin.ch



Frau Bundespräsidentin
Doris Leuthard
Vorsteherin UVEK
Kochergasse 6
3003 Bern

Brig-Glis, 1. September 2017 / eb



**Stadtgemeinde
Brig-Glis**

Präsidialamt
Alte Simplonstr. 28
Postfach 272
3900 Brig
www.brig-glis.ch
T 027 922 41 21
F 027 922 41 25

Vernehmlassung zur Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin, sehr geehrte Damen und Herren

Am 28. August 2017 hat die Regierungskonferenz der Gebirgskantone ausführlich zum Entwurf einer Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes Stellung genommen und diese abgelehnt – insbesondere die darin vorgesehene Herabsetzung des Wasserrechtszinses.

Mit der vorliegenden Vernehmlassung unterstützen wir vollumfänglich die Haltung der Gebirgskantone. Wir tun dies im Interesse der Gemeinden, welche das in ihrem verfassungsrechtlichen Eigentum stehende Wasser für die Elektrizitätsgewinnung zur Verfügung stellen und dafür eine Abgeltung erhalten. Eine solche Kausalabgabe kann aber nicht den Marktschwankungen unterliegen und flexibilisiert werden. Einmal festgesetzt, muss sie von den Betreibern der Kraftwerkanlagen aber auch von den konzedernden Gemeinden akzeptiert werden. Für die Stadtgemeinde Brig-Glis trifft dies sowohl als Konzessionsgeberin als auch – durch Beteiligung an einem gemischtwirtschaftlichen Energieversorger – als Konzessionsnehmerin zu. Gerade deshalb wünschen wir uns klare Rahmenbedingungen. Diese Rechtssicherheit wird durch die vorgesehene Reduktion geschwächt umso mehr als sie offenbar nur als Übergangslösung im Hinblick auf eine definitive Lösung zu sehen ist, um bereits heute das Feld für eine weitere Absenkung des Wasserzinses vorzubereiten.


Die Stadtgemeinde Brig-Glis befürwortet ein marktnahes Modell für die Energieversorgung. Wir alle wissen, dass dies heute europaweit nicht der Fall ist und eine schwierige Situation für die Schweizer Wasserkraft darstellt. Die Wasserzinse haben damit ursächlich aber nichts zu tun und es ist auch kaum anzunehmen, dass deren Senkung zu einer spürbaren Verbesserung führt. Hingegen entzieht sie dem Berggebiet dringend benötigte Mittel, die es als Entgelt für eine wertvolle Leistung erhält, während die Gewinne der Kraftwerk am Sitz der Gesellschaften in der Regel ausserhalb des Berggebiets versteuert werden. Zu erwähnen bleibt auch der teilweise massive Eingriff in die Natur, der mit dem Bau der Kraftwerkanlagen verbunden ist, und die Tatsache, dass diese Betriebsstätten nur wenige Arbeitsplätze vor Ort schaffen. All diese Umstände führen zusammen mit einer allfälligen Senkung des Wasserzinses dazu, dass die Bereitschaft in den Gemeinden und Kantonen markant sinken wird, weitere Konzessionen zu erteilen oder zu erneuern. Damit dürften die strategischen Ziele der Energiepolitik im Bereich der Wasserkraft unnötig gefährdet werden.

Wir bedanken uns für die Gelegenheit zur vorliegenden Stellungnahme und bitten darum, diese in die Überlegungen des UVEK einzubeziehen und von einer Absenkung des Wasserzinses abzusehen.

Genehmigen Sie, sehr geehrte Frau Bundespräsidentin, sehr geehrte Damen und Herren, die Zeichen unserer vorzüglichen Hochachtung.

STADTGEMEINDE BRIG-GLIS

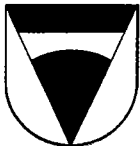
Präsident Schreiber



L. Ursprung Dr. E. Brogli

Kopie an:

Regierungskonferenz der Gebirgskantone, Hinterm Bach 6, Postfach 539, 7001 Chur



Gemeinde Rongellen

Gemeindekanzlei
Husmatta 3
7430 Rongellen

Tel. 081 651 44 96
Fax 081 630 01 37
rongellen@bluewin.ch

Frau
Bundesrätin Doris Leuthard

3000 Bern

Rongellen, 01. September 2017

Vernehmlassung Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrte Frau Bundesrätin

Hiermit erklären wir, die Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020) vollumfänglich zu unterstützen.

Wir ersuchen Sie dringend, die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

Die Wasserzinsen haben für unsere Gemeinde eine ganz besondere Bedeutung.

Mit freundlichem Gruss

Gemeindevorstand Rongellen

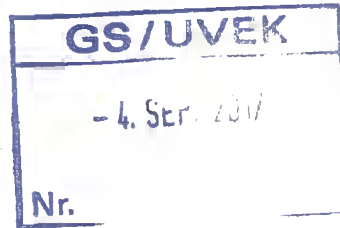
Luzi Conrad
Gemeindepräsident

Christian Kunfermann
Vorstandsmitglied



Vschinauncha da S-chanf
7525 S-chanf

S-chanf, 01.09.2017/MT
Lur persuna da contact: Gian Fadri Largiadèr
Telefon 081 854 12 40, chanzlia@s-chanf.ch



Eidg. Departement für Umwelt
Verkehr, Energie und Kommunikation
Frau Bundespräsidentin
Doris Leuthard
Kochergasse 6
3000 Bern

Vernehmlassung Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin

Hiermit erklären wir, die Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020) vollumfänglich zu unterstützen.

Wir ersuchen Sie dringend, die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

Die Wasserzinsen haben für unsere Gemeinde eine ganz besondere Bedeutung.

Freundliche Grüsse

Gemeindevorstand S-chanf

Der Präsident:

G. Largiadèr



Die Aktuarin:

Mireille Thom

Kopie an:

IBK, Not Carl, Präsident, Tulai, 7550 Scuol



GS / UVEK

- 7. SEP. 2017

Nr.

**EINWOHNERGEMEINDE
SAAS-BALEN**

Gemeindeverwaltung
Mehrzweckgebäude
Dorfplatz
3908 Saas-Balen
Tel. 027 957 23 37
Fax 027 957 38 12
Gemeindepräsident:
Privat: 078 707 51 55
e-mail: saas-balen@bluewin.ch

Frau Bundespräsidentin
Doris Leuthard
Vorsteherin UVEK
Kochergasse 6
3003 Bern

Saas-Balen, 04.09. 2017

Entwurf für die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes

Stellungnahme

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Als politische Gemeinde nehmen wir die Möglichkeit wahr, uns zum Entwurf für die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes (insbesondere neues Wasserzinsmaximum ab 1. Januar 2020) vernehmen zu lassen. Nach Einsicht in die Unterlagen nimmt die Gemeinde Saas-Balen gerne wie folgt Stellung:

I. ZUSAMMENFASSUNG

Die Gemeinde Saas-Balen erachtet eine zeitliche und inhaltliche Koordination der Ausgestaltung des neuen Wasserzinsmaximums mit dem neuen marktnahen Modell für den Strommarkt (Art. 30 Abs. 5 EnG) *im Grundsatz* für geboten und zweckmässig. In diesem Sinne begrüsst sie eine Übergangsregelung. Deren Dauer ist aber nicht an eine konkrete Jahreszahl, sondern an die *Inkraftsetzung des neuen Marktmodells* zu knüpfen, denn nur dies gewährleistet eine echte Koordination zwischen dem Wasserzins- und Strommarktmodell.

Hingegen lehnt die Gemeinde Saas-Balen die vom Bundesrat unterbreitete Hauptvariante strikte ab, weil diese keinen problembezogenen Beitrag zur Korrektur der Verwerfungen im schweizerischen Strommarkt leistet und auf einer in wesentlichen Aspekten verfehlten Ursachenanalyse beruht und weil sich der Bundesrat damit stark widersprüchlich verhält. Die vorgeschlagene Hauptvariante würde zudem auf eine ungerechtfertigte Giesskannensubvention hinauslaufen. Auch würde sie im Ergebnis dazu führen, dass die Wasserkraftkantone die vom Volk mit dem neuen Energiegesetz beschlossene und auf den 1. Januar 2018 in Kraft gesetzte Marktprämie mit Wirkung ab dem 1. Januar 2020 indirekt kompensieren. Bemerkenswert am Vernehmlassungsvorschlag ist sodann, dass der Bund von allen anderen (Eigentümer, Konsumenten, Wasserkraftkantone) ein Entgegenkommen verlangt, welches er für sich selber aber strikte

zurückweist, obwohl er die Wasserkraft zum zentralen Pfeiler der EST-2050 erklärt hat. Die vorgeschlagene Hauptvariante setzt schliesslich einen psychologischen „Anker“, um das Wasserzinsmaximum in einem späteren Schritt erneut zu senken. Dieses Vorgehen ist weder sachlich noch politisch gerechtfertigt und wird von der Gemeinde Saas-Balen entschieden zurückgewiesen. Wir sind in keiner Weise bereit, „die Übergangslösung als vorbereitende Anpassung vor einer langfristigen Lösung zu sehen“, wie dies im Erläuternden Bericht ausgeführt wird (EB, Ziff. 1.3).

Die vorerwähnten Argumente sprechen grundsätzlich auch gegen punktuelle Wasserzinssenkungen (**Alternativvariante**). Im Sinne der mit den Elektrizitätsgesellschaften gepflegten partnerschaftlichen Politik sind unseres Erachtens Unterstützungsmassnahmen zu prüfen, wenn Kraftwerksbetreiber bzw. ihre Eigner bei der Vermarktung des in spezifischen Wasserkraftwerken produzierten Stroms nachweislich gravierende Schwierigkeiten haben. Bei einer solchen Unterstützung muss aber zwingend folgender Grundsatz gelten: **„Wer über die Marktprämie hinaus eine Unterstützung beanspruchen will, muss vollständige Transparenz gewährleisten!“**. Zudem sind die eingeräumten Erleichterungen an das wasserzinsberechtigten Gemeinwesen **zurückzuzahlen**, wenn die Gesellschaften wieder Gewinne erzielen (Stundung). In diesem Sinne verschliesst sich die Gemeinde Saas-Balen einer Übergangsregelung mit punktuellen (einzelfallweisen) und an **klare Voraussetzungen** geknüpfte Wasserzinsreduktionen nicht generell.

Aussergewöhnlich ist schliesslich, dass ein Aspekt zur Diskussion gestellt wird, der erklärermassen nicht Gegenstand der Vorlage bildet. Für die Gemeinde Saas-Balen ist offensichtlich, dass mit der konsultativen Präsentation des **flexiblen Modells** und den in diesem Zusammenhang erwähnten „indikativen“ Zahlen die erst noch zu führende Diskussion zum neuen Modell für das Wasserzinsmaximum präjudiziert werden soll. Genausogut hätten bereits heute verschiedene Modelle für das neue Strommarktdesign in Konsultation gegeben werden können. Ein künftiges Modell für das Wasserzinsmaximum kann aber ohne Kenntnis des künftigen Marktmodells nicht seriös beurteilt werden. Das vom Bundesrat gewählte Vorgehen ist unkoordiniert. Auf eine konkrete Modelldiskussion kann sich die Gemeinde Saas-Balen erst einlassen, wenn die Ausgestaltung des neuen Strommarktmodells (Art. 30 Abs. 5 nEnG) bekannt ist. Die Gemeinde Saas-Balen verzichtet deshalb aus grundsätzlichen Überlegungen im gegenwärtigen Zeitpunkt auf eine nähere Stellungnahme zum präsentierten flexiblen Modell. Sie hält aber bereits heute in aller Deutlichkeit fest, dass sich jedes künftige Modell in jedem Fall zumindest auf folgenden **Eckpunkten als Grundlagen** abstützen muss: Eine **vollständige Datentransparenz seitens der Elektrizitätsgesellschaften und Aufsichtsbehörden gegenüber der Gemeinde** sowie die **Erfassung und Darstellung der gesamten mit der Wasserkraft erzielbaren Wertschöpfung**. Allfällige Vorschläge zur Solidarisierung des Wasserzinses durch Erhebung eines Netzzuschlages, wie sie von Dritter Seite teilweise zur Diskussion gestellt werden, lehnt die Gemeinde Saas-Balen als verfassungswidrig und systemfremd ab. Insgesamt muss das künftige Modell für das Wasserzinsmaximum die Anreize so setzen, dass Gemeinden und Kantone auch künftig noch bereit sind, Konzessionen zu verleihen.

Die detaillierte Begründung unserer Positionen lautet wie folgt (vgl. Folgeseiten):

II. GRUNDSÄTZLICHES

A. Was ist der Wasserzins?

- 1 Der Wasserzins ist der *Preis* für die den Konzessionären (Kraftwerksgesellschaften) in der Regel für 80 Jahre *exklusiv* überlassene *Nutzung der Wasserkraft*. Die Pflicht zur Bezahlung des Wasserzinses entsteht mit dem Erwerb der Konzession durch den Konzessionär. Dieses Entgelt für die Einräumung eines Sondervorteils gilt rechtlich als Kausalabgabe. Ähnliche Entgelte für die Nutzung einer der Sachherrschaft des Gemeinwesens unterstehenden Ressource bestehen beispielsweise bei Steinbrüchen, bei der Kiesgewinnung sowie bei anderen Nutzungen öffentlicher Gewässer (Wärmegewinnung, Kühlzwecke, Bewässerungen usw.).
- 2 Entgegen weitverbreiteter Fehlauflassung ist der Wasserzins also weder eine Subvention noch eine Steuer, sondern ein Ressourcenpreis (rechtlich: Kausalabgabe). Die Gemeinde Saas-Balen lehnt deshalb Vorschläge ab, welche den Wasserzins zu einer Subvention oder Steuer wandeln möchten, was beispielsweise dann der Fall wäre, wenn der Wasserzins, wie dies teilweise bereits propagiert worden ist, über einen Netzzuschlag finanziert werden soll (ähnlich der

„Kostendeckenden Einspeisevergütung“). Der Netzzuschlag ist rechtlich eine Ausgleichsabgabe mit besonderem Verwendungszweck. Bei einer Finanzierung des Wasserzinses aus dem Netzzuschlag würde dieser (und damit auch der Wasserzins) zu einer Zwecksteuer mutieren. Hierfür mangelt es jedoch an einer Grundlage in der Bundesverfassung. Diese Vorschläge erweisen sich daher nicht nur als sachfremd, sondern insbesondere auch als verfassungswidrig.

B. Woher stammt das Wasserzinsmaximum?

- 3 Ende des 19. Jahrhunderts gelang es erstmals, den Strom über weite Distanzen zu transportieren. Das Interesse an der Nutzung der Wasserkraft nahm dadurch schlagartig zu. Die aufstrebende Industrie im Mittelland, sowie der Eisenbahnbau wollten mit günstigem Strom versorgt werden. Damit entstand ein Spannungsfeld zwischen der Elektrizitätserzeugung zu möglichst günstigen Preisen einerseits und den Einnahmen der öffentlichen Hand aus der Gewässerhoheit andererseits. Aus Angst davor, dass die Wasserkraftnutzung durch zu hohe Wasserzinse und durch andere Leistungen erheblich behindert werden könnte, beschloss das Parlament, eine Preisobergrenze für den Wasserzins einzuführen. Das Wasserzinsmaximum ist somit eine *staatlich reglementierte* Preisobergrenze zugunsten der Förderung der Industrialisierung und der Elektrifizierung des Landes. Das erste bundesrechtliche Wasserzinsmaximum wurde im Jahre 1916 in Anlehnung an die bis dahin in den Kantonen üblichen Wasserzinspreise festgelegt. Mit der Hinnahme dieser Einschränkung hat das Berggebiet einen grossen Beitrag zugunsten der Entwicklung der Schweizer Industrie und der Industriestandorte geleistet. Im Gegenzug konnten die Berggemeinden und -kantone Einnahmen generieren, um Erschliessungen zu realisieren und eine wirtschaftliche Entwicklung voranzutreiben. Das Wasserzinsmaximum gründet somit auf einem Interessenausgleich zwischen den Eigentümern der natürlichen Ressource Wasserkraft und der Schweizer Volkswirtschaft.

C. Der Wert des Wassers hat sich stark gewandelt

- 4 Der Wert des Wassers bzw. der Wasserkraft hat sich im vergangenen Jahrhundert in verschiedener Hinsicht stark gewandelt. Die energiewirtschaftliche Qualität der verschiedenen Arten der mit der Wasserkraft erzeugten elektrischen Energie hat sich stark verfeinert. Die Bedeutung von wertvoller Spitzenenergie sowie von hochpreisigen Ökostromprodukten bilden diesbezüglich bloss zwei Beispiele. Weiter werden der Landschaftsverbrauch und die Umweltveränderungen heute wesentlich sensibler beurteilt, als zu Beginn des 20. Jahrhunderts. Der Schutz von Landschaften und Landschaftselementen sowie die möglichst erneuerbare Stromproduktion sind heute öffentliche Interessen, die zwischenzeitlich in Verfassung und Gesetz Eingang gefunden haben. Bezeichnend ist in diesem Zusammenhang auch, dass der Bund aus dem Wasserzins einen „Landschaftsrappen“ einbehält, um Gemeinwesen zu entschädigen, welche die Wasserkraft nicht nützen können, weil deren Landschaft unter nationalem Schutz steht (Art. 49 Abs. 1 und Art. 22 WRG). Ferner ist die Stromproduktion aus Wasserkraft, seit jeher *das* Rückgrat für die Versorgungssicherheit unseres Landes. Mit der vom Volk am 21. Mai 2017 beschlossenen EST-2050 und dem damit beschlossenen schrittweisen Ausstieg aus der Kernkraft hat die Bedeutung der Wasserkraft noch zusätzlich an Bedeutung gewonnen. Nebst der reinen Teuerung ist der Wert des Wassers im letzten Jahrhundert somit auch aus verschiedenen anderen, gewichtigen Gründen deutlich gestiegen. Der Preis von gegenwärtig CHF 110.-/kW_{brutto} ist deshalb absolut gerechtfertigt.

D. Starker Abbau von Arbeitsplätzen

- 5 Die Wassernutzungskonzessionen sind von den Berggemeinden und -kantonen auch deshalb erteilt worden, weil die Elektrizitätsgesellschaften die Schaffung von Arbeitsplätzen versprochen haben. Entsprechende Stellen sind anfänglich auch entstanden. Durch die Digitalisierung und weitere Rationalisierungsmassnahmen sind aber viele Arbeitsplätze, welche für den Betrieb der Kraftwerke erforderlich waren, gestrichen und/oder ausgelagert worden. Die Kraftwerke in den Alpen werden heute von den Konzernzentralen in Zürich, Baden, Olten oder Bern aus gesteuert. Der Unterhalt der Kraftwerke erfolgt zu einem guten Teil durch mobile Equipen oder Lieferanten bzw. externe Partner und nicht mehr durch fest angestellte Mitarbeitende vor Ort. Dasselbe gilt auch für den Netzbereich. Die Bedeutung der Elektrizitätsgesellschaften als Arbeitgeber in den Talschaften und damit ein wichtiger Gegenwert für die erteilten Konzessionen hat sich deshalb im Laufe der Zeit stark relativiert.

E. Mit dem Wasserkraftstrom werden Erträge erzielt

6 Die RKGK hat - gemeinsam mit den beiden Wasserkraftkantonen Aargau und Bern - bei der renommierten Beratungsfirma BHP - Hanser und Partner AG, Zürich, eine Studie zu den „Erträgen mit der Wasserkraft in den Jahren 2000 -2016“ sowie bei Prof. Dr. Karl Frauendorfer der Universität St.Gallen eine Studie zum „Erlöspotenzial der Schweizer Grosswasserkraft“ erstellen lassen. Die Ergebnisse können in Kurzform wie folgt zusammengefasst werden:

- **Immer Gewinne geschrieben:** Im Betrachtungszeitraum 2000 bis 2015 hat die Elektrizitätsbranche als Ganzes mit der Wasserkraft Gewinne geschrieben, unabhängig von den auch in früheren Phasen bereits tiefen Marktpreisen und dem bestehenden Wasserzinssystem. Diese Gewinne variierten zwischen einem und vier Rappen pro Kilowattstunde für den Schweizer Markt und den Aussenhandel, wobei sie in den letzten Jahren tendenziell gesunken sind. Darin nicht berücksichtigt sind Zuschläge für die höhere Wertigkeit der Wasserkraft und die Systemdienstleistungen. Auch für die kommenden Jahre dürfte sich – sofern der Markt nicht vollständig geöffnet wird – an der Ertragslage wenig ändern. Der Grossteil der Gewinne entfällt auf den Schweizer Markt, d.h. sie wurden dadurch erwirtschaftet, dass die gemäss StromVG an Verteilnetzbetreiber gebundenen Konsumenten Elektrizitätspreise bezahlt haben, welche deutlich über den Produktionskosten der analysierten Partnerwerke lagen. Sofern die Teilliberalisierung des Schweizer Elektrizitätsmarkts aufrechterhalten wird, ist nicht davon auszugehen, dass die Gewinne in diesem Geschäftsfeld deutlich abnehmen. Zunehmende Schwierigkeiten bei anhaltend tiefen Marktpreisen haben vor allem diejenigen EVU zu erwarten, welche über wesentliche Anteile an Eigenproduktion ohne entsprechende Kunden im gebundenen Markt verfügen. Dies ist zwar eine klare Minderheit aller Unternehmen, es handelt sich dabei aber um sehr grosse Unternehmen.
- **Nutzniessung mehrheitlich bei Aktionären:** Wird die Gewinnverwendung der Branche betrachtet, so kann festgestellt werden, dass das Entgelt aus Wasserzinsen seit 2003 mit Ausnahme von zwei Jahren deutlich unterhalb der Dividendenzahlungen an die öffentliche Hand lag. In der Mehrheit der betrachteten Geschäftsjahre haben die Eigentümerkantone somit deutlich höhere Erträge erwirtschaftet als die Wasserkraftkantone.
- **Konstante Produktionskosten:** Die Produktionskosten (Rp./kWh) sind in den letzten 15 Jahren relativ konstant geblieben. Zwar wurden die Wasserzinsen erhöht, im Gegenzug dazu haben die Produktionsunternehmen jedoch von sinkenden Kapitalmarktsätzen profitiert, womit die höheren Wasserzinsen mehr als kompensiert wurden. Interessanterweise hat das gebundene Kapital nicht wesentlich abgenommen. Dies ist ein Hinweis darauf, dass in den letzten Jahren bei vielen Kraftwerken Reinvestitionen vorgenommen wurden. Aufgrund des Investitionszyklus und im Hinblick auf die Heimfälle (die Mehrheit davon in den nächsten 15 bis 30 Jahren) ist davon auszugehen, dass beim Bestand der Wasserkraftwerke das gebundene Kapital in den nächsten Jahrzehnten eher abnimmt und so eine weitere Entlastung auf der Zins- und Abschreibungsseite eintreten sollte.

F. Vollständige Datentransparenz als zentrales Element

7 Beim derzeit geltenden Modell des Wasserzinses mit einem pauschalen Maximalpreis melden die Konzessionäre den Kantonen lediglich die Jahresproduktion des Wasserkraftwerkes, worauf der im Produktionsjahr geschuldete Wasserzins ermittelt wird. Hingegen müssen die Konzessionäre und die dahinter stehenden Eigner keinerlei Daten über die Gestehungskosten und die mit dem produzierten Wasserkraftstrom erzielten Erlöse (Wertschöpfung) offenlegen. Sowohl ein Wechsel des Wasserzinsmodells hin zu einem Modell mit Ressourcenrente als auch eine punktuelle Wasserzinsreduktion als einzelfallweise Unterstützungsmassnahme würden als zentrales Gegenstück zwingend die Offenlegung dieser Daten bedingen. Denn namentlich eine Ressourcenrente ist nur auf Basis vollständiger Datentransparenz seitens der Elektrizitätsunternehmen und, subsidiär, der Aufsichtsbehörden in fairer Weise umsetzbar. Die derzeitige Informations-Asymmetrie zwischen dem Konzessionär und seinen Eignern einerseits und den Kantonen und Gemeinden andererseits ist bei der Umsetzung allfälliger neuer Modelle deshalb zwingend und vollständig auszugleichen.

III. ÜBERGANGSREGELUNG FÜR DAS WASSERZINSMAXIMUM (Art. 49 Abs. 1 und 1^{bis})

A. Koordination zwischen neuem Wasserzinsmaximum und neuem Marktmodell sachgerecht

8 Der Bundesrat muss der Bundesversammlung bis 2019 den Entwurf für ein neues „marktnahes“ Strommarktmodell unterbreiten (Art. 30 Abs. 5 nEnG¹). Deshalb ist die Bundesverwaltung daran, entsprechende Grundlagen aufzuarbeiten, die kommendes Jahr in die Vernehmlassung gesendet werden sollen. Das künftige Marktmodell bildet die Grundlage für die Ausgestaltung des künftigen Wasserzinsmodells. Eine seriöse Stellungnahme zu einem neuen Modell für das Wasserzinsmaximum wäre in Unkenntnis des neuen Marktmodells nicht möglich gewesen. Deshalb erachten wir die nun vorgeschlagene zeitliche und inhaltliche Koordination mit dem neuen Marktmodell im Grundsatz für geboten und sachgerecht.

B. Die vorgeschlagene Übergangsregelung wird aber strikte abgelehnt

9 Der in den Vernehmlassungsunterlagen konkret unterbreitete Vorschlag für die Übergangsregelung **lehnt die Gemeinde aber strikte ab**, weil es aus nachfolgenden Gründen weder sachlich noch politisch gerechtfertigt ist, das derzeitige Wasserzinsmaximum zu senken:

1. Verfehlt Ursachenanalyse führt zu verfehltem Vorschlag als Hauptvariante

10 Im Erläuternden Bericht (**EB**) zur Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes (**WRG**) werden die Vorgänge dargelegt, die den internationalen und nationalen Energiemarkt und die Preisentwicklungen beeinflussen und zu einem vollkommen verzerrten Elektrizitätsmarkt geführt haben. Es sind dies zum weit überwiegenden Teil politische Entscheide oder eben unterlassene politische Entscheide. Entsprechend ist es völlig verfehlt zu behaupten, der Wasserzins untergrabe die Wettbewerbsfähigkeit und die Substanz der Wasserkraft. Der Wasserzins gehört nicht zu den Ursachen dieser Entwicklungen und deshalb ist es im Zusammenhang mit der Ursachenbekämpfung falsch, beim Wasserzins ansetzen zu wollen und die Wasserkraftkanton den Preis für den Ausgleich der Marktverzerrungen bezahlen zu lassen.

11 Zentrale Aufgabe des Bundesrates sowie des Bundesparlamentes ist deshalb dafür zu sorgen, dass der völlig verzerrte Elektrizitätsmarkt künftig so geordnet wird, dass die Wasserkraft wieder über gleichlange Spiesse im Wettbewerb verfügt. Nötig ist hierzu eine Kosten-wahrheit für alle Stromerzeugungsarten und als Folge davon eine Internalisierung der bisher nicht eingepreisten externen Kosten. Realpolitisch ist dies ein anspruchsvolles und wohl auch längerdauerndes Unterfangen, weil mehrere EU-Länder ihre eigenen Produktionsformen durch offene und versteckte protektionistische Massnahmen schützen. Es ist deshalb nicht nachvollziehbar, weshalb die Schweiz ihre saubere und erneuerbare Wasserkraft nicht ebenfalls für solange schützt, bis am europäischen Markt tatsächlich mit gleichlangen Spiessen gekämpft wird.

2. Inakzeptabler Präjudizierungsversuch

12 Wie vorstehend erwähnt, verlangt Artikel 30 Absatz 5 nEnG vom Bundesrat die Ausarbeitung eines „marktnahen Modells“ für den nationalen Strommarkt. Im Umkehrschluss ist somit auch der Souverän der Ansicht, dass das gegenwärtige Marktsystem *marktfern* ist. Entsprechend kann ein neues Modell für das Wasserzinsmaximum - je nach konkreter Ausgestaltung - bestenfalls mit der Annäherung an den Markt begründet werden, sofern und soweit das neue Strommarktdesign zu mehr Markt führt, nicht aber die vorgeschlagene Übergangsregelung. Es ist deshalb verfehlt und auf der Basis einer korrekt interpretierten Ursachenanalyse nicht folgerichtig, wenn der Bundesrat ausführt, die Übergangsregelung sei „*als vorbereitende*

¹ Art. 30 Abs. 5 des neuen EnG lautet:

„5 Der Bundesrat unterbreitet der Bundesversammlung bis 2019 einen Erlassentwurf für die Einführung eines marktnahen Modells bis spätestens zum Zeitpunkt des Auslaufens der Unterstützungen für das Einspeisevergütungssystem“. Das Einspeisevergütungssystem läuft bis am 31. Dezember des fünften Jahres nach Inkrafttreten des neuen Energiegesetzes, also voraussichtlich bis zum 31. Dezember 2022.

Anpassung vor einer langfristigen Lösung zu sehen, welche in Zukunft durch die Flexibilisierung des Wasserzinses sichergestellt werden soll (Ziff. 1.3 des EB). Dieser Schluss ist, auf Basis der heutigen Erkenntnisse, nicht statthaft.

- 13 Mit genau derselben Begründung hätte der Bundesrat auch „indikative“ Vorschläge für das künftige Marktdesign in Vernehmlassung senden können, zumal bereits zahlreiche entsprechende Vorschläge in und ausserhalb der Bundesverwaltung analysiert und diskutiert worden sind. Dies hat er aber - im Gegensatz zum Modell für den Wasserzins - wohlweislich unterlassen.
- 14 Bevor also über eine Änderung des gegenwärtig geltenden Wasserzinsmaximums entschieden werden kann, müssen eine vollständig transparente Datengrundlage und das neue Strommarktmodell vorliegen. Erst und nur dann kann nämlich über die Notwendigkeit und allfälligerweise über das sachgerechte Ausmass von Anpassungen am Wasserzinsmodell befunden werden.
- 15 Der in den Vernehmlassungsunterlagen präsentierte Vorschlag für die Übergangsregelung erweckt den Eindruck, dass der Bundesrat ungeachtet der markt- bzw. preisgestaltenden Wirkung aus einem künftigen Marktmodell bereits heute der festen Ansicht ist, dass das künftige Wasserzinsmaximum erheblich gesenkt werden müsse. Eine objektiv nicht belastbare vorgefasste Meinung als Grundlage für die vorgeschlagene Übergangsregelung zu verwenden, ist unsachlich und für die Gemeinde Saas-Fee nicht akzeptabel.

3. Inkonsistente Argumentation des Bundesrates

- 16 Vorschläge zur raschen Stärkung der Wasserkraft sind vom Bundesrat in der Junisession 2017 vehement als **unzulässige wirtschaftspolitische Massnahme** bekämpft worden. Es gehe nicht an, gewisse Unternehmen zu entlasten und dies unter Belastung der Haushalte und KMU. Bundespräsidentin Leuthard führte als zuständige Departementsvorsteherin im Namen des Bundesrates diesbezüglich wörtlich was folgt aus:

„Wir sind nicht da, um Unternehmen zu retten. Wir sind nicht primär da, um Fehlentscheide von Managements durch den Steuerzahler zu schützen. Wir sind nicht dazu da, um hohe Kredite, die viele Rechnungen belasten, jetzt vom Bund her zu lösen. Das sind primär unternehmerische Aufgaben. Man ist auch dran und hat die Unternehmen neu organisiert. Das ist am Laufen. Deshalb meine ich effektiv, dass der Antrag Wasserfallen dieses Problem nicht auf die lange Bank schieben will. Er sagt, dass wir, wie die Kommission das vorhatte, hier etwas tun müssen, dass es aber nicht nur wirtschaftspolitisch für die Unternehmen begründet sein kann. Es muss auch energiepolitisch und für die Konsumenten, die diese Preise zu bezahlen haben, stimmen. Es muss eine nachhaltige Lösung sein“ (Amtliches Bulletin, Nationalrat Sommersession 2017, Zweite Sitzung, 30.05.17, 08h00; Geschäft 16.035).

- 17 Auf die Frage von Nationalrat Beat Jans, ob das UVEK zur Schaffung von Transparenz bereit sei, bei allen Wasserkraftwerken der Schweiz eine Anfrage durchzuführen und zu verlangen, dass die Zahlen offengelegt werden, antwortete die Departementsvorsteherin namens des Bundesrates was folgt:

„Wir haben keine rechtlichen Grundlagen, um so etwas zu tun. Ich kann doch nicht sagen, jetzt müssen mir alle Unternehmen ihre Bilanzen und ihre Buchhaltung offenlegen. Sie dürfen das freiwillig tun. Sie gehen jetzt einfach davon aus, alle Wasserkraftwerke seien fast nahe am Konkurs. Ich kann das nicht bestätigen, ich kann es aber auch nicht widerlegen. Wir haben - das hat Ihre Subkommission seinerzeit gemacht, Herr Nationalrat Grunder hat sie geleitet - gewisse anonymisierte Daten über die Kosten der Wasserkraft erhalten. Sie waren anonymisiert - ob das alles stimmt, können wir nicht nachprüfen, denn der Bund, der Staat hat nicht das Recht, Einblick in privatrechtliche Unternehmen zu erhalten und alle Details zu verlangen; es ist nicht möglich. Die Eigentümer - sprich Kantone, Gemeinden - könnten das tun, aber die Daten wurden uns bislang nicht zur Verfügung gestellt. Deshalb ist die Datenlage unvollständig, da stimme ich mit Ihnen überein. Aber wir können nicht einfach, nur weil es spannend wäre, von den Unternehmen jetzt die Bilanzen verlangen und Details darüber, was wie hohe Kosten verursacht, was

rentiert und was nicht rentiert. Deshalb glaube ich, bevor man den Unternehmen unter die Arme greifen sollte - das wurde auch mal diskutiert -, sollte man verlangen, dass sie ihre Zahlen offenlegen. (...) (Amtliches Bulletin, Nationalrat Sommersession 2017, Zweite Sitzung, 30.05.17, 08h00; Geschäft 16.035).

- 18 Das Bundesamt für Energie hat mit Briefen vom 27. Juni 2017 inzwischen eine Umfrage bei allen Kraftwerkunternehmungen eingeleitet, um an entsprechende Daten zu gelangen. Bedauerlicherweise beschränkt sich die Umfrage alleine auf die Kostenseite und klammert die Ertragsseite vollständig aus. Auch die Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) vertritt in ihrem Bericht zuhanden der UREK des Nationalrates, worin sie die Finanzlage der Elektrizitätsunternehmungen analysiert, die Ansicht, dass auch die Erlöseseite in die Rentabilitätsbetrachtungen mit einzubeziehen ist. (vgl. Artikel „Malt die Strombranche zu schwarz?“ in der NZZ vom 08. Juli 2017).
- 19 Obwohl also der Bundesrat im Nationalrat wirtschaftspolitische Massnahmen abgelehnt hat, obwohl seitens des Bundesrates eine Verantwortung des Staates zur Rettung von Unternehmen abgelehnt wird und obwohl der Bundesrat darlegt, über keine belastbaren Datengrundlagen zur Rentabilitätssituation der Wasserkraftwerke zu verfügen, schlägt er drei Wochen nach der Debatte im Nationalrat in den vorliegend zu beurteilenden Vernehmlassungsunterlagen eine Senkung des Wasserzinsmaximums als Übergangsregelung vor. Dies mit der Begründung, dass es *„über die Marktprämie hinaus eine Entlastung der Betreiber“* benötige (Ziff. 1.3 des EB). Dieses Vorgehen ist inkonsistent und die Gemeinde Saas-Fee empfindet es als Affront; im Ergebnis würde eine wirtschaftspolitische Massnahme nun durch die Hintertüre eingeführt - neu mit dem Unterschied, dass diese sich nun einfach einseitig und allein zulasten der Berggemeinden und -kantone auswirken würde und der Bund, die übrigen Kantone und alle übrigen Stakeholder von der Lastentragung im Gegenzug gänzlich befreit bleiben würden. Weshalb mit der vorgeschlagenen Wasserzinssenkung wirtschaftspolitische Massnahmen plötzlich gerechtfertigt sein sollen, nachdem sie nur drei Wochen zuvor vehement abgelehnt worden sind, lässt sich jedenfalls nicht sachlich erklären und ist entsprechend auch nicht nachvollziehbar.
- 20 Die vom Bundesrat vorgeschlagene Übergangsregelung beim Wasserzins steht somit im Widerspruch zu seiner eigenen Haltung, die er nur drei Wochen vor Eröffnung der Vernehmlassung im Nationalrat vertreten hat. Deshalb fordert die Gemeinde Saas-Fee den Bundesrat mit Nachdruck auf, eine konsistente und verlässliche Haltung einzunehmen. Die vorgeschlagene Wasserzinssenkung, die zudem explizit auch noch als *„vorbereitende Anpassung im Hinblick auf die langfristige Lösung“* dienen soll, obwohl die Grundlagen für die künftige Ausgestaltung des Marktes noch gar nicht vorliegen, ist nichts anderes als eine wirtschaftspolitische Massnahme, wie sie vom Bundesrat in der Junisession noch vehement bekämpft worden ist.

4. Ungerechtfertigte Giesskannensubvention

- 21 Der Bundesrat bestätigt im EB, dass rund 50 Prozent der Wasserkraftproduktion in der Grundversorgung abgesetzt wird, wo bekanntlich das sogenannte Gestehungskostenprinzip gilt, bei dem *sämtliche Kosten gedeckt* werden. Deshalb hat dieser Teil der Wasserkraft per Definition gar keine Rentabilitätsprobleme und benötigt somit auch keine Wasserzinssenkung. Dementsprechend erweist sich die für die Übergangsregelung vorgeschlagene Hauptvariante zu mindestens 50 Prozent als unnötige Giesskannensubvention. Auch unter diesem Gesichtspunkt mangelt es der vorgeschlagenen Hauptvariante an einer sachlichen und politischen Notwendigkeit. Die im EB für die Hauptvariante und gegen eine differenzierte Betrachtung der unterschiedlichen Marktverhältnisse ins Feld geführten Vollzugsprobleme (Ziff. 1.3 EB) vermögen jedenfalls nicht ernsthaft eine Giesskannensubvention zu rechtfertigen.

5. Indirekte Kompensierung der Marktprämie durch die Wasserkraftkantone

- 22 Am 21. Mai 2017 hat das Volk das neue Energiegesetz (nEnG) als erstes Massnahmenpaket zur Umsetzung der Energiestrategie 2050 (EST-2050) angenommen. Das nEnG enthält eine Marktprämie für Grosswasserkraftwerke, die den Beweis erbringen, dass sie mit Rentabilitätsproblemen kämpfen (Verlust-Nachweis). Für die Unterstützung dieser Werke werden bei den Konsumenten 0,2 Rp./kWh erhoben, womit jährlich rund CHF 120 Millionen zur

Verfügung stehen. Zudem sind diese Werke von der Durchschnittspreismethode befreit, was eine zusätzliche Entlastung bedeutet².

- 23 Die vom Bundesrat vorgeschlagene Wasserzinssenkung würde nun aber im Ergebnis zu einer teilweisen Kompensation der bei den Konsumenten erhobenen Abgabe von 0.2 Rp/kWh führen. Von einer solchen Massnahme war vor der Abstimmung keine Rede. Das Stimmvolk hat der EST-2050 im Bewusstsein dieser Zusatzbelastung zugestimmt und damit zum Ausdruck gebracht, dass es bereit ist, diese Zusatzbelastung zu tragen. Mit der vorgeschlagenen Wasserzinssenkung soll dieser Volksentscheid gemäss Vorschlag des Bundesrates bereits einen Monat nach der Abstimmung durch die Hintertüre zu Lasten der Wasserkraftkantone umgestossen werden. Dieses Vorgehen ist staatspolitisch bedenklich und nicht tolerierbar.

6. Opfersymmetrie - fehlende Beteiligung des Bundes

- 24 Bemerkenswert am Vernehmlassungsvorschlag ist sodann, dass sich der Bund bei der Lösung der Rentabilitätsprobleme in keiner Weise selber beteiligt und dies obwohl die Wasserkraft der zentrale Pfeiler der EST-2050 bildet. Mit anderen Worten: Der Bund verlangt von allen anderen (Eigentümer, Konsumenten, Wasserkraftkantone) ein Entgegenkommen, welches er für sich selbst aber strikte zurückweist.
- 25 Dies ist inakzeptabel. Wenn Teile der Schweizer Wasserkraft tatsächlich mit politisch bedingten Rentabilitätsproblemen zu kämpfen haben, muss sich im Sinne einer echten Opfersymmetrie zwingend auch der Bund mit eigenen Mitteln an der Problemlösung beteiligen. Will der Bund somit an seinem Vorschlag für die Übergangsregelung festhalten, fordert die Gemeinde Saas-Fee, dass er konkrete und wirksame Vorschläge unterbreitet, wie auch er sich mit eigenen Mitteln im Sinne einer Opfersymmetrie dort, wo ausgemachter Handlungsbedarf besteht (d.h. im Einzelfall für allfällig notleidende Elektrizitätsunternehmen), beteiligt.

7. Dauer der Übergangsregelung

- 26 Die vorgeschlagene Übergangsregelung ist bis Ende 2022 befristet. Folglich rechnet der Bundesrat fest mit dem verbindlichen Inkrafttreten des neuen Strommarktmodells per 1. Januar 2023. Dies *kann* der Fall sein, *muss* es aber nicht. Die Erarbeitung eines neuen Marktmodells ist komplex und die Beratungen darüber werden erfahrungsgemäss kontrovers ausfallen und viel Zeit beanspruchen. Der Gesetzgebungsprozess beim StromVG und bei der EST-2050 sind diesbezüglich zwei Schulbeispiele. Es sei auch daran erinnert, dass der Bundesrat in der Junisession noch verlauten liess, dass er für das neue Marktmodell über verschiedene Ansätze verfüge und im Ergebnis soweit sei, dass die Ergebnisse im Herbst 2017 vertieft seien³. Einem Rundschreiben vom 20. Juni 2017 des Bundesamtes für Energie ist dann aber bereits zu entnehmen, dass erst *Ende Sommer 2018* mit einer Vernehmlassungsvorlage für ein neues Marktdesign zu rechnen sei⁴. Folgerichtig ist es, zusammenfassend deshalb angezeigt, die Dauer der Übergangsregelung nicht an eine konkrete Jahreszahl, sondern an die *Inkraftsetzung* des neuen Marktmodells zu knüpfen. Nur dies gewährleistet eine echte Koordination.

C. Zusammenfassung

- 27 Gestützt auf die vorstehenden Erwägungen **beantragen** wir die derzeitige Wasserzinsregelung bis zum Inkrafttreten des marktnahen Modells gemäss Art. 30 Abs. 5 nEnG zu verlängern:

ANTRAG:

Änderung von Art. 49 Abs. 1, erster Satz:

² BFE-Faktenblatt vom 21. März 2017, S. 2, abrufbar unter:

https://www.uvek.admin.ch/dam/uvek/de/dokumente/energie/faktenblatt5-energiegesetz-wasserkraft.pdf.download.pdf/06_Faktenblatt_5_Wasserkraft.pdf

³ Votum Bundespräsidentin Leuthard: „Deshalb meine ich effektiv, dass der Antrag Wasserfallen dieses Problem nicht auf die lange Bank schieben will. Er sagt, dass wir, wie die Kommission das vorhatte, hier etwas tun müssen, dass es aber nicht nur wirtschaftspolitisch für die Unternehmen begründet sein kann. Es muss auch energiepolitisch und für die Konsumenten, die diese Preise zu bezahlen haben, stimmen. Es muss eine nachhaltige Lösung sein. Wir haben sie auch noch nicht. Wir haben verschiedene Ansätze. Das haben wir der Kommission mitgeteilt und gesagt: Im Herbst sind wir so weit, dass wir die Ergebnisse vertieft haben“ (Amtliches Bulletin, Nationalrat Sommersession 2017, Zweite Sitzung, 30.05.17, 08h00; Geschäft 16.035).

⁴ Brief vom 20. Juni 2017 des Bundesamtes für Energie an die Stakeholder der Revision des Stromversorgungsgesetzes.

¹ Der Wasserzins darf **bis zum Inkrafttreten des marktnahen Modells gemäss Artikel 30 Absatz 5 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG)** jährlich 110 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung nicht übersteigen. (...)

Änderung von Art. 49 Abs. 1^{bis}.
Aufheben.

IV. ALTERNATIVVARIANTE FÜR DIE ÜBERGANGSREGELUNG (Art. 49 Abs. 1 und 1^{bis})

A. Einleitung

28 Der EB zur Teilrevision - nicht aber auch der konkret vorgelegte Gesetzestext - enthält für die Übergangsregelung einen Alternativvorschlag. Diesem entsprechend soll es nur punktuelle Wasserzinsreduktionen für klar defizitäre Kraftwerke geben, wobei als Voraussetzung die Marktprämienberechtigung für Grosswasserkraftwerke gemäss Artikel 30 nEnG herangezogen werden könne.

B. Grundsätzliche Haltung

29 Die oben in Kapitel III. enthaltenen Erwägungen zur verfehlten Ursachenanalyse (Ziff. III./B./1.), zum inakzeptablen Präjudizierungsversuch (Ziff. III./B./2.), zur inkonsistenten Argumentation des Bundesrates (Ziff. III./B./3.), zur mangelnden Beteiligung des Bundes (Ziff. III./B./5.) und zur nicht sachgerecht geregelten Geltungsdauer der Übergangsregelung (Ziff. III./B./7.) gelten gleichermassen auch für die Alternativvariante, weshalb ausdrücklich darauf verwiesen wird. Vor diesem Hintergrund besteht grundsätzlich auch keinerlei sachliche und politische Notwendigkeit für punktuelle Wasserzinssenkungen. Auch die ElCom gelangt in ihrer Analyse vom 26. Juni 2017 zuhanden der UREK des Nationalrates zum Schluss, dass allfällige Unterdeckungen von den Gesellschaften getragen werden können und auch sollen.

C. Alternativvariante nur unter klaren Bedingungen

30 Im Sinne der von der Gemeinde Saas-Balen mit den Elektrizitätsgesellschaften gepflegten partnerschaftlichen Politik waren und ist die Gemeinde Saas-Balen bereit, Unterstützungsmassnahmen zu prüfen, wenn eine Gesellschaft nachweislich Schwierigkeiten hat. Deshalb verschliesst sich die Gemeinde Saas-Balen einer Übergangsregelung mit punktuellen (einzelfallweisen) Wasserzinsreduktionen nicht generell. Dabei muss aber folgender zwingender Grundsatz gelten: **„Wer über die Marktprämie hinaus eine Unterstützung beanspruchen will, der muss vollständige Datentransparenz gewährleisten“**. In diesem Sinne konkretisiert die Gemeinde Saas-Balen den Alternativvorschlag des Bundesrates mit folgenden **zwingenden und kumulativ zu erfüllenden Bedingungen (Anspruchsvoraussetzungen)**:

- 1) Die Prüfung einer punktuellen Wasserzinsreduktion erfolgt nur dann, wenn eine Marktprämie ausgerichtet wird;
- 2) Die Berechnung der punktuellen Wasserzinsreduktion erfolgt nur unter vorangehender vollständiger Anrechnung der ausgerichteten Marktprämie;
- 3) Die punktuelle Wasserzinsreduktion wird ausschliesslich auf dem nachweislich am Markt abgesetzten Wasserkraftstrom gewährt (nicht auch auf dem in der Grundversorgung abgesetzten Wasserkraftstrom);
- 4) Zusätzlich zu den für die Ausrichtung der Marktprämie geltenden Kriterien haben die Gesuchsteller und Gesuchstellerinnen vollständige Transparenz zur Kosten- und Erlösseite zu gewährleisten;
- 5) Auf der Kostenseite werden keine Eigenkapital-Verzinsungen akzeptiert;
- 6) Die Eigner der Kraftwerkgesellschaft haben einen Dividendenverzicht zu erklären;

- 7) Die Eigner der Kraftwerksgesellschaft haben sich in zumutbarer Weise an der Problemlösung zu beteiligen;
- 8) Die punktuelle Wasserzinsreduktion wird gewährt, soweit dies zur Deckung der Gestehungskosten des einzelnen Kraftwerkes erforderlich ist, maximal jedoch im Umfange von CHF 10.00/kW_{brutto} (Senkung von CHF 110/kW_{brutto} auf CHF 100/ kW_{brutto});
- 9) Die punktuelle Wasserzinsreduktion erfolgt in Form einer Stundung, d.h. die entsprechende Kraftwerksgesellschaft muss die erhaltene Reduktion zurückzahlen, wenn sie wieder Gewinn erzielt;
- 10) Der Bund muss sich seinerseits mit eigenen Mitteln an der Unterstützung des entsprechenden Kraftwerkes beteiligen.

D. Antrag zur Konkretisierung der Alternativvariante

- 31 Gestützt auf die vorstehenden Erwägungen stellt die Gemeinde Saas-Balen nachstehenden Antrag zur Konkretisierung des vom Bundesrat unterbreiteten Alternativvorschlags. Die Unterstützungen des Bundes sind von diesem noch zusätzlich auf Gesetzesebene zu regeln. Zudem ist auch noch zu prüfen, ob einzelne Bestimmungen allenfalls auch auf Verordnungsebene verankert werden können:

ANTRAG:

Änderung von Art. 49 Abs. 1, erster Satz:

¹ Der Wasserzins darf ***bis zum Inkrafttreten des marktnahen Modells gemäss Artikel 30 Absatz 5 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG)*** jährlich 110 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung nicht übersteigen. (....)

Änderung von Art. 49 Abs. 1^{bis}, 1^{ter} und 1^{quater} (neu):

1^{bis} Bis zum Inkrafttreten des marktnahen Modells gemäss Artikel 30 Absatz 5 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG) wird der Wasserzins jährlich um CHF 10 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung, höchstens aber bis zur Deckung der Gestehungskosten, gesenkt, wenn die Betreiber von Grosswasserkraftanlagen im Sinne von Art. 30 Absatz 1 und 2 EnG bzw. ihre Eigner den Nachweis erbringen, dass die Gestehungskosten der Elektrizität aus diesen Anlagen trotz Anrechnung der Marktprämie gemäss Art. 26 EnG sowie nach Abzug einer Eigenkapital-Verzinsung, nach einem Dividendenverzicht und nach zumutbaren Stützungsmaßnahmen der Eigner sowie nach Unterstützungen des Bundes nicht gedeckt werden können.

1^{ter} Verkaufen die Betreiber bzw. ihre Eigner im Sinne von Art. 30 Absatz 1 und 2 EnG die Elektrizität aus den Anlagen am Markt wieder über den Gestehungskosten ist die gewährte Reduktion gemäss Absatz 1^{bis} an den Bund und die Kantone zurückzuzahlen. Letztere verteilen die Rückzahlungen nach Massgabe ihres Rechts anteilmässig auf die wasserzinsberechtigten Gemeinwesen.

1^{quater} Der Bundesrat regelt die Einzelheiten, insbesondere:

- a. ***die Anforderungen an die vollständige Übersicht über die Gestehungskosten der Elektrizität der betroffenen Anlagen sowie über die mit dieser erzielten Erlöse;***
- b. ***die vom Gesuchsteller für den Dividendenverzicht zu erfüllenden Kriterien;***
- c. ***die Kriterien für zumutbare Stützungsmaßnahmen der Gesellschaftseigner;***
- d. ***die Ausgestaltung der Stundungsbedingungen;***
- e. ***die Unterstützungen des Bundes.***

IV. ERMÄSSIGUNG WASSERZINS BEI GEWÄHRUNG VON INVESTITIONSBEITRÄGEN (Art. 50a)

- 32 Dieser Teil der vorgeschlagenen WRG-Teilrevision geht auf die Motion der UREK-S vom 26. August 2014 zurück (14.3668). Der Vorschlag zur kompletten Wasserzinsbefreiung im Falle einer Gewährung von Investitionsbeiträgen gemäss EnG gründet auf dem Gedanken, dass die verleihenden Gemeinwesen keinen Wasserzins erhalten sollen, wenn das Kraftwerk nur dank Investitionshilfen aus dem entsprechenden Netzzuschlag realisiert werden kann. Die Gemeinde Saas-Balen lehnt diesen Vorschlag nicht grundsätzlich ab. Der vorgeschlagene komplette Wasserzinsverzicht für die Baufrist und während 10 Jahren ab Inbetriebnahme des Werkes hat aber den gravierenden Mangel einer nicht nötigen Starrheit an sich, sowohl bezüglich des Verzichtumfangs als auch bezüglich dessen Dauer.
- 33 Die vorgeschlagene Regelung ist nicht sachgerecht und verunmöglicht eine Gleichbehandlung der Kraftwerke. Zum einen bewirken die Massnahmen (Neuanlage, erhebliche Erweiterung, erhebliche Erneuerung) unterschiedliche Leistungserhöhungen. Zum andern werden sowohl die Investitionen der Kraftwerke als auch die Höhe der ausgerichteten Investitionshilfen sehr unterschiedlich ausfallen. Es ist eine gesetzliche Grundlage zu schaffen, die **massgeschneiderte Lösungen** zulässt. Zusammenfassend **unterbreitet die Gemeinde Saas-Balen** deshalb folgenden **Gegenvorschlag**:

ANTRAG:

Anderung von Art. 50a:

¹ Bei Wasserkraftwerken, für die ein Investitionsbeitrag nach Art. 26 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG) ausgerichtet wird, gelten die folgenden Ermässigungen:

- a. Für eine Neuanlage (Art. 24 Abs. 1 Bst. b Ziff. 1 EnG): ***Eine Ermässigung des Wasserzinses, die sich bezüglich Umfang und Dauer aufgrund der getätigten Investition, dem erhaltenen Investitionsbeitrag und der gesamten Bruttoleistung richtet. Bezüglich Dauer ist eine maximale Befreiung während der für den Bau bewilligten Frist und während 10 Jahren ab der Inbetriebnahme möglich. Bezüglich des Umfangs kann der Wasserzins teilweise oder gänzlich ermässigt werden.***
- b. Für eine erhebliche Erweiterung einer bestehenden Anlage (Art. 24 Abs. 1 Bst. b Ziff. 2 EnG): ***Eine Ermässigung des Wasserzinses richtet sich nach den Kriterien gemäss Buchstabe a, wobei ausschliesslich die zusätzliche Bruttoleistung massgebend ist.***
- c. Für eine erhebliche Erneuerung einer bestehenden Anlage (Art. 24 Abs. 1 Bst. b Ziff. 2 EnG): ***Eine Ermässigung des Wasserzinses richtet sich nach den Kriterien gemäss Buchstabe a, wobei die zusätzliche Bruttoleistung nur dann mitberücksichtigt wird, wenn eine solche erfolgt.***

² Sinngemässe Ermässigungen gelten auch für die besonderen Steuern nach Artikel 49 Absatz 2.

V. GRENZKRAFTWERKE - ABSTIMMUNG IM INTERNATIONALEN VERHÄLTNISS (Art. 7 und Art. 49 Abs. 1 letzter Satz)

- 34 Gemäss Ausführungen im EB bewirkt dieser Vorschlag keine materielle Änderung zum geltenden Recht (Ziff. 1.2 in fine). Damit mangelt es der vorgeschlagenen Anpassung eigentlich an der fundamentalen Voraussetzung für eine Gesetzesrevision. Es ist auch nicht ersichtlich, wo

der Nutzen der vorgeschlagenen Gesetzesänderung liegen soll. Die Gemeinde Saas-Balen lehnt den unterbreiteten Vorschlag nicht grundsätzlich ab, **verlangen aber in der Botschaft klarere Aussagen zum nachweislichen Nutzen des Revisionsvorschlages. Zugleich behaften sie den Bund bei seiner Aussage, dass diese Teilrevision keinerlei materielle Änderung zum geltenden Recht, namentlich im Verhältnis zu den betroffenen Kantonen, hat. Auch diesbezüglich ist eine explizite Zusicherung in der Botschaft des Bundesrates erwünscht.**

VI. BERECHNUNG DER BRUTTOLEISTUNG (Art. 51 Rändtitel und Abs. 1)

- 35 Da dieser Teil des Revisionsvorschlages eine bloss sprachliche Präzisierung enthält, haben wir **keine Bemerkungen.**

VII. FLEXIBILISIERUNG DES WASSERZINSMAXIMUMS (Konsultativbefragung)

A. Unkoordiniertes Vorgehen

- 36 Wie bei Ziff. II./A. einleitend erwähnt, ist eine seriöse Stellungnahme zu einem neuen Modell für das Wasserzinsmaximum in Unkenntnis des neuen Modells für den Strommarkt nicht möglich. Wir erachten es deshalb auch nicht für adäquat, im EB ein konkretes Modell für die Flexibilisierung des Wasserzinsmaximums zu präsentieren, obwohl dieses explizit nicht Teil der Vorlage bildet.
- 37 Mit genau denselben Gründen hätten auch Vorschläge für das künftige Marktmodell unterbreitet und einer „Konsultation“ unterbreitet werden können, zumal auch diesbezüglich verschiedene Modelle bereits verwaltungsintern und -extern andiskutiert worden sind. Das Vorgehen ist umso unverständlicher, als vom Bundesrat in der Junisession wiederholt und mit Nachdruck darauf hingewiesen worden ist, dass es eine *Gesamtschau* benötige, um konsistente Lösungen zu finden.

B. Unhaltbarer Versuch zur Schaffung eines Präjudizes

- 38 Es ist für die Gemeinde Saas-Balen deshalb offensichtlich, dass mit der Präsentation des flexiblen Modells und der in diesem Zusammenhang erwähnten „indikativen“ Zahlen die erst noch zu führende Diskussion zum neuen Modell für das Wasserzinsmaximum präjudiziert werden soll. Die als Übergangsregelung vorgeschlagene Senkung auf CHF 80.--/kW_{brutto} dient - aus dieser Betrachtung - einzig dem Zweck, einen psychologischen „Anker“ zu setzen, um das Wasserzinsmaximum dann von einer bereits reduzierten Basis aus in einem nochmaligen, gleichgrossen Schritt auf letztlich CHF 50.--/kW_{brutto} (Sockel) zu senken.
- 39 In unseren vorstehenden Erwägungen zum Hauptvorschlag haben wir aber eingehend dargelegt, dass bereits die als Übergangsregelung vorgeschlagenen Senkung des Wasserzinsmaximums auf CHF 80.--/kW_{brutto} unter mehreren Aspekten sachlich nicht gerechtfertigt ist und allerhöchstens *einzelfallweise*, an *klare Anspruchsvoraussetzungen* geknüpfte Wasserzinssenkungen in Frage kommen können. Entsprechend ist die Gemeinde Saas-Balen auch in keiner Weise bereit, „*die Übergangslösung als vorbereitende Anpassung vor einer langfristigen Lösung zu sehen*“, wie dies im EB ausgeführt wird (EB, Ziff. 1.3).
- 40 Gestützt auf die vorstehenden Erwägungen, weil das Modellbeispiel nicht Gegenstand der heutigen Vorlage bildet und weil ein künftiges Modell für das Wasserzinsmaximum nicht ohne Kenntnis des künftigen Marktmodells seriös beurteilt werden kann, **verzichtet die Gemeinde Saas-Balen im gegenwärtigen Zeitpunkt auf eine nähere Stellungnahme zum präsentierten flexiblen Modell für das Wasserzinsmaximum.** Auf eine Stellungnahme kann sich die Gemeinde Saas-Balen erst einlassen, wenn die Ausgestaltung des neuen Strommarktmodells bekannt ist. Die Gemeinde Saas-Balen haltet aber bereits heute in aller

Deutlichkeit fest, welche **fundamentalen Eckpunkte** ein künftiges Modell **zwingend** abdecken muss:

ZWINGENDE ECKPUNKTE FÜR EIN KÜNFTIGES WASSERZINSMODELL

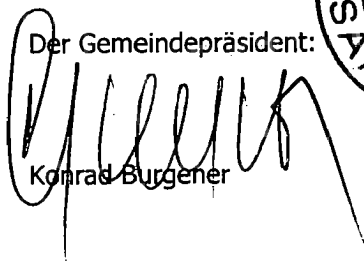
- Das Modell muss die **gesamte jeweils mögliche Wertschöpfung** abbilden, die mit der Wasserkraftnutzung erzielt werden kann (z.B. Einbezug von Erlösen aus Systemdienstleistungen, Zertifikaten, Kapazitätszuschlägen sowie Handelsprodukten, wie Intraday-Handel u.a.). Nur dann ist nämlich wirklich gewährleistet, dass die Wasserkraftkantone in fairer Weise an der sogenannten Ressourcenrente partizipieren. Mit anderen Worten reicht es in keiner Weise aus, die Ressourcenrente alleine von einem Börsenpreis abhängig zu machen.
- Die Kraftwerkgesellschaften bzw. deren Eigner sind zur **vollständigen Transparenz** zu verpflichten, d.h. sie haben gegenüber den Kantonen bezüglich Kosten und Erlöse mindestens folgende Angaben zu machen:
 - 1) Bekanntgabe der tatsächlich turbinieren Wassermengen und der detaillierten Turbinierungsstunden jeweils per Ende Jahr auf einer öffentlich zugänglichen Internetseite (Homepage);
 - 2) Nachweis der Gestehungskosten unter Ausklammerung von Eigenkapital-Renditen und Dividenden. Allfällige Overheadkosten sind plausibel nachzuweisen;
 - 3) Bekanntgabe, wie die im Kraftwerk produzierte Elektrizität in welchen Märkten (SDL-Markt sowie künftig andere Märkte) eingesetzt wurde und welche Erträge dadurch erzielt worden sind;
 - 3) Bekanntgabe, welcher Anteil des in der Anlage produzierten Stroms als Ökostrom und mit welchem Erlös verkauft worden ist;
 - 4) Bekanntgabe, wieviel Strom aus der betreffenden Anlage im geschlossenen Markt abgesetzt worden ist bzw. welcher Anteil dem Kraftwerk zugerechnet wird;
 - 5) Bekanntgabe, welche Handelsgewinne erwirtschaftet wurden und welche auf den Einsatz bzw. das Vorhandensein des Kraftwerks zurückzuführen sind.
- Die Behandlungen dieser Daten durch die Kantone untersteht der **Vertraulichkeit analog dem Steuerrecht**.
- Die Datentransparenz muss - zu Plausibilierungs- und anderweitig vollzugsseitig begründeten Zwecken - zusätzlich, zumindest aber **subsidiär, unter Einbezug von staatlichen Aufsichtsbehörden wie die ElCom** sichergestellt werden können.
- Das Modell darf **keinerlei Wälzung des Wasserzinses über einen Netzzuschlag** vorsehen;
- Das Modell ist so zu gestalten, dass Gemeinden und Kantone **auch künftig noch bereit sind, Konzessionen zu verleihen**.

Wir danken Ihnen nochmals für die Möglichkeit zur Stellungnahme und wir ersuchen den Bundesrat unseren Argumenten bei der Überarbeitung der Vorlage ernsthafte Beachtung zu schenken.


Freundliche Grüsse
Einwohnergemeinde Saas-Balen

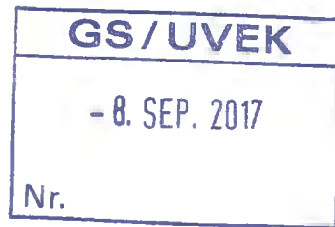


Der Gemeindepräsident:


Konrad Burgener

Der Gemeindegeschreiberin:


Saskia Burmann



Frau Bundespräsidentin
Doris Leuthard
Vorsteherin UVEK
Kochergasse 6
3003 Bern

Bever, den 6. September 2017

Entwurf für die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes

Stellungnahme

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Die Regierungskonferenz der Gebirgskantone hat allen Gemeinden die Stellungnahme zum Entwurf für die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes zukommen lassen.

Der Gemeindevorstand Bever hat sich an seiner Sitzung vom 4. September 2017 mit der Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes und der Stellungnahme dazu der Gebirgskantone befasst und wir nehmen gerne die Gelegenheit wahr, uns vernehmen zu lassen.

Bever ist zwar keine Wasserkraftgemeinde und daher nicht direkt von einer allfälligen Senkung des Wasserzinses betroffen. Wasserzinse sind für die Gebirgskantone eine wichtige Einnahmequelle. Werden diese gesenkt oder sollen diese wie nun vorgeschlagen, erodieren, hat dies unmittelbare starke finanzielle Auswirkungen auf die Kantonshaushalte und schlussendlich auch auf die Gemeindehaushalte.

Wir teilen Ihnen mit, dass sich der Gemeindevorstand der Stellungnahme der RKGK vollumfänglich anschliesst und wir ersuchen Sie und den Bundesrat, den Argumenten bei der Überarbeitung der Vorlage die volle Beachtung zu schenken.

Freundliche Grüsse
Gemeindevorstand Bever
Der Präsident Der Gemeindeverwalter

F. Guidon R. Roffler





Office fédéral de l'énergie
Section Force hydraulique
3003 Berne

*Par voie électronique:
revision-wrg@bfe.admin.ch*

Lausanne, le 7 septembre 2017
SIL JYP/NW - S. 2/12 - mb

Consultation sur la révision de la loi sur les forces hydrauliques (LFH)

Madame, Monsieur,

A titre liminaire, la Municipalité de Lausanne relève qu'elle participe à cette consultation en tant qu'exploitant de l'aménagement hydroélectrique au fil de l'eau de Lavey et en tant qu'actionnaire indirect d'Alpiq Holding S.A., à travers EOS Holding S.A. dont elle détient 20.74%.

Elle rappelle son soutien à la stratégie énergétique 2050 qui prévoit que l'énergie hydraulique devienne le principal pilier de l'approvisionnement de la Suisse. Elle souhaite que la mise en place des nouvelles conditions cadres d'ici 2023 permettent le maintien en mains majoritairement publique des actifs de production stratégiques.

Dans le cadre de la consultation, la Municipalité prend position de la manière suivante :

- en faveur de la solution transitoire pour la période 2018-2022 avec un abaissement du montant maximum de la redevance ;
- contre une limitation de l'application de cette solution transitoire aux seules centrales déficitaires ;
- en faveur des paramètres à retenir (part fixe, prix de marché de référence à partir duquel la part variable intervient et progression de la part variable) pour élaborer un modèle flexible de redevance dès 2023 ;
- en faveur de l'exemption de la redevance durant 10 ans pour la production supplémentaire des aménagements au bénéfice d'une contribution d'investissement ;
- elle demande en outre que la Confédération, dans le cadre de ses réflexions sur le nouveau système de rétribution de l'injection pour 2023, assigne clairement une responsabilité en matière de sécurité d'approvisionnement aux exploitants de centrales hydroélectriques et définisse qui doit assumer les coûts de cette sécurité.

* * *

Municipalité de Lausanne

Secrétariat municipal
place de la Palud 2
case postale 6904
CH -1002 Lausanne
tél. +41 21 315 22 15
municipalité@lausanne.ch



L'aménagement hydroélectrique lausannois de Lavey fait l'objet d'un important projet d'agrandissement que les conditions actuelles du marché de l'électricité ont rendu extrêmement problématique. A ce titre, la Municipalité salue la mesure d'exemption de la redevance proposée par le projet de révision pour la production supplémentaire obtenue suite à un agrandissement ou une rénovation bénéficiant d'une contribution d'investissement au sens de la loi sur l'énergie révisée.

En tant que propriétaire d'un réseau de distribution, la Commune dispose toutefois de clients finaux en approvisionnement de base pour la vente de sa production propre. La situation de son aménagement de Lavey est donc moins critique que celle d'autres acteurs du secteur, comme Alpiq. Cette société ne dispose pas de clients finaux en approvisionnement de base et subit de plein fouet la baisse durable du marché de l'électricité pour son parc hydraulique suisse. Cette société participe de manière très importante à l'auto-alimentation nationale, qui est un enjeu stratégique majeure. A ce titre, une révision des conditions cadres et un mandat légal clair pour les producteurs d'énergie, en particulier dans le secteur de l'hydraulique qui est le premier pilier de l'approvisionnement suisse, paraissent nécessaires.

Dans cette perspective, la Municipalité soutient la flexibilisation du modèle de redevance selon les principes proposés, qui prennent en compte la situation du marché de l'électricité. La part fixe de la redevance permettra d'assurer une certaine sécurité financière aux collectivités publiques qui disposent de la force hydraulique et la part variable de les faire profiter d'une hausse du prix de marché, soit de l'augmentation de la valeur de la ressource concédée. Pour les exploitants, ce modèle devrait assurer une certaine adéquation des coûts aux évolutions du prix de marché et contribuer à aménager les conditions cadres d'une exploitation pérenne. Ce modèle de redevance va dans le sens d'une meilleure sécurité à long terme de l'approvisionnement du pays - sécurité aujourd'hui mise à mal par les conditions sur le marché de l'électricité et par les effets de l'ouverture du marché pour les grands consommateurs.

Pour disposer d'une vue d'ensemble, il serait nécessaire que la Confédération définisse le niveau d'auto-alimentation souhaité pour le pays, assigne une responsabilité et des objectifs aux producteurs, analyse le coût de cette sécurité et définisse qui doit l'assumer. La Municipalité souhaite vivement que ces points fassent partie des éléments qui seront traités dans le cadre de la définition annoncée du nouveau système de rétribution de l'injection qui doit entrer en vigueur en 2023.

Les paramètres du nouveau modèle de redevance hydraulique (part fixe, prix de marché de référence à partir duquel la part variable intervient et progression de la part variable) ne pourront être évalués qu'une fois ce cadre général défini et le nouveau système de rétribution de l'injection pour l'hydraulique connu. En fonction des conditions cadres qui seront posées, le niveau de sécurité de la redevance hydraulique pour les collectivités qui disposent de la force (la part fixe) pourra être fixé de manière plus ou moins élevée.

La mesure transitoire proposée, soit l'abaissement de la redevance hydraulique de 110 CHF/kW_{th} à 80 CHF/kW_{th} pour la période 2018-2022, implique une perte de recettes importantes pour les collectivités publiques qui disposent de la force hydraulique. Un compromis entre les intérêts des producteurs et les intérêts des collectivités publiques disposant de la force apparaît toutefois comme souhaitable dans cette période durablement difficile pour le secteur hydraulique.

Enfin, la Municipalité rejette la variante qui consiste à ne faire bénéficier de cet abaissement de la redevance que les centrales déficitaires, comme étant inéquitable. Les critères pour la délimitation des ayants droits seraient par ailleurs difficiles à établir et sujets à contestation pour les cas limites, aussi bien de la part des collectivités publiques que des exploitants.

En vous remerciant de l'attention que vous porterez à cette prise de position, nous vous prions d'agréer, Madame, Monsieur, l'expression de nos sentiments distingués.

Au nom de la Municipalité

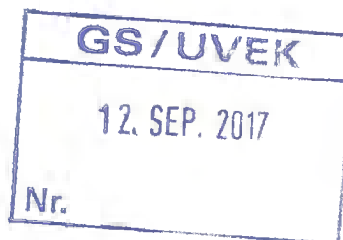
Le syndic :
Grégoire Junod

Le secrétaire :
Simon Affolter





GEMEINDE SAMNAUN
7562 SAMNAUN-COMPATSCH



Frau Bundespräsidentin
Doris Leuthard
Vorsteherin UVEK
Kochergasse 6
3003 Bern

Samnaun, 08. September 2017

VERNEHMLASSUNG WASSERZINSREGELUNG AB 2020

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Hiermit erklären wir, die Stellungnahmen der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden und der Regierungskonferenz der Gebirgskantone zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020) vollumfänglich zu unterstützen.

Wir ersuchen den Bundesrat dringend, die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

Die Wasserzinsen haben für unsere Gemeinde bezüglich der Region Engiadina Bassa / Val Müstair und dem kantonalen Finanzausgleich eine sehr grosse Bedeutung.

Freundliche Grüsse



Hans Kleinstein
Gemeindepräsident

Arno Jäger
Vizepräsident

Eidgenössisches Departement für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK)
Bundeshaus Nord
Kochergasse 10
3003 Bern



Korporation Uri
Gotthardstrasse 3
CH-6460 Altdorf

Telefon +41 (0)41 874 70 90
Telefax +41 (0)41 874 70 99

www.korporation.ch
mail@korporation.ch

Altdorf, 11. September 2017

Revision des Wasserrechtsgesetzes, Wasserzinsregelung nach 2019, Vernehmlassung

Sehr geehrte Damen und Herren

Die Korporation Uri ist eine selbständige Körperschaft des öffentlichen Rechts. Sie umfasst mit Ausnahme der drei Gemeinden im Ursern (Korporation Ursern) alle Gemeinden des Kantons und das innerhalb dieses Gebietes gelegene Korporationseigentum, bestehend aus Allmend, Alpen und Waldungen. 70 % der Fläche des Kantons Uri sind im Besitz der Korporation Uri. Die Korporation Uri engagiert sich stark in der Alpwirtschaft und im Forst und unterstützt dabei den Kanton und die Gemeinden in Uri bei der Erfüllung ihrer Aufgaben.

Alle Gewässer welche nicht über die Kantonsverfassung dem Kanton Uri zugewiesen sind oder Privatgewässer darstellen gehören der Korporation Uri. Die Korporation Uri stellt mehrere Korporationsgewässer an Unternehmen für die Wasserkraftnutzung zur Verfügung.

Bei einem Umsatz von rund CHF 6 Mio (2016) betragen die Wasserzinseinnahmen der Korporation Uri CHF 2.1 Mio. 33 % der Einnahmen ergeben sich aus Wasserzinsen. Von allen Konzessionseinnahmen (Regalien) beträgt der Wasserzinsanteil 60 %. Die Korporation Uri erzielte im Jahre 2016 einen Gewinn von CHF 354'687.-.

Würde der Wasserzinsansatz auf CHF 80.-/kW reduziert, so entsteht der Korporation Uri ein Verlust von CHF 526'926.-.

Die Regierungskonferenz der Gebirgskantone (RKGK) hat sich eingehend mit der vorgelegten Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes befasst und eine Stellungnahme dazu erarbeitet. Die Korporation Uri unterstützt die Position der RKGK und schliesst sich deren Vernehmlassungsantwort vollumfänglich an. Die Korporation Uri verzichtet deshalb auf eine detaillierte Stellungnahme.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme.

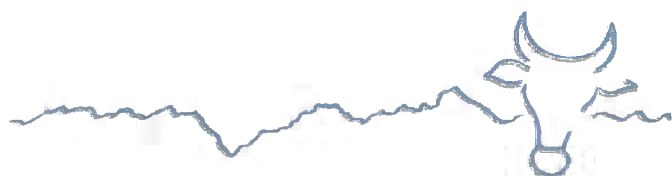
KORPORATION URI

Der Präsident

Rolf Infanger

Der Korp'Schreiber

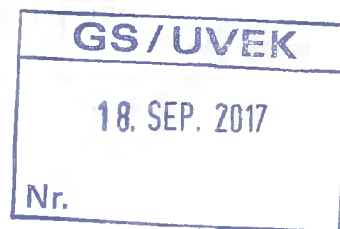
Pius Zraggen





Administraziun communal
Gemeindeverwaltung
7014 Trin

Telefon 081 635 11 37
Fax 081 635 17 49
Mail gemeinde@gemeindetrin.ch
Web www.trin.ch



Frau
Bundesrätin Doris Leuthard
Bundeshaus
3000 Bern

7014 Trin, 11. September 2017

Vernehmlassung Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrte Frau Bundesrätin

Hiermit erklären wir die Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020) vollumfänglich zu unterstützen.


Wir ersuchen Sie dringend die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern. Dies mindestens solange, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

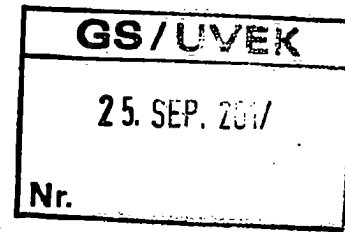
Die Wasserzinsen haben für unsere Gemeinde eine besondere und auch sehr grosse Bedeutung. Sind wir doch auf jeden Franken auf der Einnahmenseite angewiesen um unsere gesamte Infrastruktur aufrecht zu erhalten, und um den heute bestehenden Bedürfnissen der Bevölkerung Rechnung zu tragen.



Gemeindevorstand Trin


Stefan Cahenzli
Gemeindepräsident


Jean-Marc Rietmann
Gemeindeschreiber



Frau Bundespräsidentin
Doris Leuthard
Vorsteherin UVEK
Kochergasse 6
3003 Bern

7075 Churwalden, 12. September 2017 / BIY / G-Nr. 2955

Stellungnahme Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Die Gemeinde Churwalden schliesst sich der Stellungnahme der Regierungskonferenz der Gebirgskantone wie folgt an:

I. ZUSAMMENFASSUNG

Die RKGK erachtet eine zeitliche und inhaltliche Koordination der Ausgestaltung des neuen Wassererzinsmaximums mit dem neuen marktnahen Modell für den Strommarkt (Art. 30 Abs. 5 EnG) im Grundsatz für geboten und zweckmässig. In diesem Sinne begrüsst sie eine Übergangsregelung. Deren Dauer ist aber nicht an eine konkrete Jahreszahl, sondern an die Inkraftsetzung des neuen Marktmodells zu knüpfen, denn nur dies gewährleistet eine echte Koordination zwischen dem Wasserzins- und Strommarktmodell.

Hingegen lehnt die RKGK die vom Bundesrat unterbreitete Hauptvariante strikte ab, weil diese keinen problembezogenen Beitrag zur Korrektur der Verwerfungen im schweizerischen Strommarkt leistet und auf einer in wesentlichen Aspekten verfehlten Ursachenanalyse beruht und weil sich der Bundesrat damit stark widersprüchlich verhält. Die vorgeschlagene Hauptvariante würde zudem auf eine ungerechtfertigte Giesskannensubvention hinauslaufen. Auch würde sie im Ergebnis dazu führen, dass die Wasserkraftkantone die vom Volk mit dem neuen Energiegesetz beschlossene und auf den 1. Januar 2018 in Kraft gesetzte Marktprämie mit Wirkung ab dem 1. Januar 2020 indirekt kompensieren. Bemerkenswert am Vernehmlassungsvorschlag ist sodann, dass der Bund von allen anderen (Eigentümer, Konsumenten, Wasserkraftkantone) ein Entgegenkommen verlangt, welches er für sich selber aber strikte zurückweist, obwohl er die Wasserkraft zum zentralen Pfeiler der EST-2050 erklärt hat. Die vorgeschlagene Hauptvariante setzt schliesslich einen psychologischen „Anker“, um das Wasserzinsmaximum in einem späteren Schritt erneut zu senken. Dieses Vorgehen ist weder sachlich noch politisch gerechtfertigt und wird von den Gebirgskantonen entschieden zurückgewiesen. Sie sind in keiner Weise bereit, „die Übergangslösung als vorbereitende Anpassung vor einer langfristigen Lösung zu sehen“, wie dies im Erläuternden Bericht ausgeführt wird (EB, Ziff. 1.3).

Die vorerwähnten Argumente sprechen grundsätzlich auch gegen punktuelle Wasserzinssenkungen.

(Alternativvariante). Im Sinne der mit den Elektrizitätsgesellschaften gepflegten partnerschaftlichen Politik sind die Gebirgskantone aber bereit, Unterstützungsmassnahmen zu prüfen, wenn Kraftwerkbetreiber bzw. ihre Eigner bei der Vermarktung des in spezifischen Wasserkraftwerken produzierten Stroms nachweislich gravierende Schwierigkeiten haben. Bei einer solchen Unterstützung muss aber zwingend folgender Grundsatz gelten: **„Wer über die Marktprämie hinaus eine Unterstützung beanspruchen will, muss vollständige Transparenz gewährleisten!“**. Zudem sind die eingeräumten Erleichterungen an das wasserzinsberechtignte Gemeinwesen **zurückzuzahlen**, wenn die Gesellschaften wieder Gewinne erzielen (Stundung). In diesem Sinne verschliessen sich die Gebirgskantone einer Übergangsregelung mit punktuellen (einzelfallweisen) und an **klare Voraussetzungen** geknüpfte Wasserzinsreduktionen nicht generell.

Aussergewöhnlich ist schliesslich, dass ein Aspekt zur Diskussion gestellt wird, der erklärermassen nicht Gegenstand der Vorlage bildet. Für die Gebirgskantone ist offensichtlich, dass mit der konsultativen Präsentation des **flexiblen Modells** und den in diesem Zusammenhang erwähnten „indikativen“ Zahlen die erst noch zu führende Diskussion zum neuen Modell für das Wasserzinsmaximum präjudiziert werden soll. Genausogut hätten bereits heute verschiedene Modelle für das neue Strommarktdesign in Konsultation gegeben werden können. Ein künftiges Modell für das Wasserzinsmaximum kann aber ohne Kenntnis des künftigen Marktmodells nicht seriös beurteilt werden. Das vom Bundesrat gewählte Vorgehen ist unkoordiniert. Auf eine konkrete Modelldiskussion kann sich die RKGK erst einlassen, wenn die Ausgestaltung des neuen Strommarktmodells (Art. 30 Abs. 5 nEnG) bekannt ist. Die Gebirgskantone verzichten deshalb aus grundsätzlichen Überlegungen im gegenwärtigen Zeitpunkt auf eine nähere Stellungnahme zum präsentierten flexiblen Modell. Sie halten aber bereits heute in aller Deutlichkeit fest, dass sich jedes künftige Modell in jedem Fall zumindest auf folgenden **Eckpunkten als Grundlagen** abstützen muss: Eine **vollständige Datentransparenz seitens der Elektrizitätsgesellschaften und Aufsichtsbehörden gegenüber den Kantonen** sowie die **Erfassung und Darstellung der gesamten mit der Wasserkraft erzielbaren Wertschöpfung**. Allfällige Vorschläge zur Solidarisierung des Wasserzinses durch Erhebung eines Netzzuschlages, wie sie von Dritter Seite teilweise zur Diskussion gestellt werden, lehnen die Gebirgskantone als verfassungswidrig und systemfremd ab. Insgesamt muss das künftige Modell für das Wasserzinsmaximum die Anreize so setzen, dass Gemeinden und Kantone auch künftig noch bereit sind, Konzessionen zu verleihen.

Die detaillierte Begründung unserer Positionen lautet wie folgt (vgl. Folgeseiten):

II. GRUNDSÄTZLICHES

A. Was ist der Wasserzins?

- 1 Der Wasserzins ist der *Preis* für die den Konzessionären (Kraftwerksgesellschaften) in der Regel für 80 Jahre *exklusiv* überlassene *Nutzung der Wasserkraft*. Die Pflicht zur Bezahlung des Wasserzinses entsteht mit dem Erwerb der Konzession durch den Konzessionär. Dieses Entgelt für die Einräumung eines Sondervorteils gilt rechtlich als Kausalabgabe. Ähnliche Entgelte für die Nutzung einer der Sachherrschaft des Gemeinwesens unterstehenden Ressource bestehen beispielsweise bei Steinbrüchen, bei der Kiesgewinnung sowie bei anderen Nutzungen öffentlicher Gewässer (Wärmegewinnung, Kühlzwecke, Bewässerungen usw.).
- 2 Entgegen weitverbreiteter Fehlauffassung ist der Wasserzins also weder eine Subvention noch eine Steuer, sondern ein Ressourcenpreis (rechtlich: Kausalabgabe). Die Gebirgskantone lehnen deshalb Vorschläge ab, welche den Wasserzins zu einer Subvention oder Steuer wandeln möchten, was beispielsweise dann der Fall wäre, wenn der Wasserzins, wie dies teilweise bereits propagiert worden ist, über einen Netzzuschlag finanziert werden soll (ähnlich der „Kostendeckenden Einspeisevergütung“). Der Netzzuschlag ist rechtlich eine Ausgleichsabgabe mit besonderem Verwendungszweck. Bei einer Finanzierung des Wasserzinses aus dem Netzzuschlag würde dieser (und damit auch der Wasserzins) zu einer Zwecksteuer mutieren. Hierfür mangelt es jedoch an einer Grundlage in der Bundesverfassung. Diese Vorschläge erweisen sich daher nicht nur als sachfremd, sondern insbesondere auch als verfassungswidrig.

B. Woher stammt das Wasserzinsmaximum?

- 3 Ende des 19. Jahrhunderts gelang es erstmals, den Strom über weite Distanzen zu transportieren. Das Interesse an der Nutzung der Wasserkraft nahm dadurch schlagartig zu. Die aufstrebende Industrie im Mittelland sowie der Eisenbahnbau wollten mit günstigem Strom versorgt werden. Damit entstand ein Spannungsfeld zwischen der Elektrizitätserzeugung zu möglichst günstigen Preisen einerseits und den Einnahmen der öffentlichen Hand aus der Gewässerhoheit andererseits. Aus Angst davor, dass die Wasserkraftnutzung durch zu hohe Wasserzinse und durch andere Leistungen erheblich behindert werden könnte, beschloss das Parlament, eine Preisobergrenze für den Wasserzins einzuführen. Das Wasserzinsmaximum ist somit eine *staatlich reglementierte* Preisobergrenze zugunsten der Förderung der Industrialisierung und der Elektrifizierung des Landes. Das erste bundesrechtliche Wasserzinsmaximum wurde im Jahre 1916 in Anlehnung an die bis dahin in den Kantonen üblichen Wasserzinspreise festgelegt. Mit der Hinnahme dieser Einschränkung hat das Berggebiet einen grossen Beitrag zugunsten der Entwicklung der Schweizer Industrie und der Industriestandorte geleistet. Im Gegenzug konnten die Berggemeinden und -kantone Einnahmen generieren, um Erschliessungen zu realisieren und eine wirtschaftliche Entwicklung voranzutreiben. Das Wasserzinsmaximum gründet somit auf einem Interessenausgleich zwischen den Eigentümern der natürlichen Ressource Wasserkraft und der Schweizer Volkswirtschaft.

C. Der Wert des Wassers hat sich stark gewandelt

- 4 Der Wert des Wassers bzw. der Wasserkraft hat sich im vergangenen Jahrhundert in verschiedener Hinsicht stark gewandelt. Die energiewirtschaftliche Qualität der verschiedenen Arten der mit der Wasserkraft erzeugten elektrischen Energie hat sich stark verfeinert. Die Bedeutung von wertvoller Spitzenenergie sowie von hochpreisigen Ökostromprodukten bilden diesbezüglich bloss zwei Beispiele. Weiter werden der Landschaftsverbrauch und die Umweltveränderungen heute wesentlich sensibler beurteilt, als zu Beginn des 20. Jahrhunderts. Der Schutz von Landschaften und Landschaftselementen sowie die möglichst erneuerbare Stromproduktion sind heute öffentliche Interessen, die zwischenzeitlich in Verfassung und Gesetz Eingang gefunden haben. Bezeichnend ist in diesem Zusammenhang auch, dass der Bund aus dem Wasserzins einen „Landschaftsrappen“ einbehält, um Gemeinwesen zu entschädigen, welche die Wasserkraft nicht nützen können, weil deren Landschaft unter nationalem Schutz steht (Art. 49 Abs. 1 und Art. 22 WRG). Ferner ist die Stromproduktion aus Wasserkraft, seit jeher *das* Rückgrat für die Versorgungssicherheit unseres Landes. Mit der vom Volk am 21. Mai 2017 beschlossenen EST-2050 und dem damit beschlossenen schrittweisen Ausstieg aus der Kernkraft hat die Bedeutung der Wasserkraft noch zusätzlich an Bedeutung gewonnen. Nebst der reinen Teuerung ist der Wert des Wassers im letzten Jahrhundert somit auch aus verschiedenen anderen, gewichtigen Gründen deutlich gestiegen. Der Preis von gegenwärtig CHF 110.--/kW_{brutto} ist deshalb absolut gerechtfertigt.

D. Starker Abbau von Arbeitsplätzen

- 5 Die Wassernutzungskonzessionen sind von den Berggemeinden und -kantonen auch deshalb erteilt worden, weil die Elektrizitätsgesellschaften die Schaffung von Arbeitsplätzen versprochen haben. Entsprechende Stellen sind anfänglich auch entstanden. Durch die Digitalisierung und weitere Rationalisierungsmassnahmen sind aber viele Arbeitsplätze, welche für den Betrieb der Kraftwerke erforderlich waren, gestrichen und/oder ausgelagert worden. Die Kraftwerke in den Alpen werden heute von den Konzernzentralen in Zürich, Baden, Olten oder Bern aus gesteuert. Der Unterhalt der Kraftwerke erfolgt zu einem guten Teil durch mobile Equipen oder Lieferanten bzw. externe Partner und nicht mehr durch fest angestellte Mitarbeitende vor Ort. Dasselbe gilt auch für den Netzbereich. Die Bedeutung der Elektrizitätsgesellschaften als Arbeitgeber in den Talschaften und damit ein wichtiger Gegenwert für die erteilten Konzessionen hat sich deshalb im Laufe der Zeit stark relativiert.

E. Mit dem Wasserkraftstrom werden Erträge erzielt

- 6 Die RKGK hat - gemeinsam mit den beiden Wasserkraftkantonen Aargau und Bern - bei der renommierten Beratungsfirma BHP - Hanser und Partner AG, Zürich, eine Studie zu den „Erträgen mit der Wasserkraft in den Jahren 2000 -2016“ sowie bei Prof. Dr. Karl Frauendorfer der Universität St.Gallen eine Studie zum „Erlöspotenzial der Schweizer Grosswasserkraft“ erstellen lassen, welche dieser Stellungnahme beigelegt werden (siehe Beilagen). Die Ergebnisse können in Kurzform wie folgt zusammengefasst werden:
- **Immer Gewinne geschrieben:** Im Betrachtungszeitraum 2000 bis 2015 hat die Elektrizitätsbranche als Ganzes mit der Wasserkraft Gewinne geschrieben, unabhängig von den auch in früheren Phasen bereits tiefen Marktpreisen und dem bestehenden Wasserzinsssystem. Diese Gewinne variierten zwischen einem und vier Rappen pro Kilowattstunde für den Schweizer Markt und den Aussenhandel, wobei sie in den letzten Jahren tendenziell gesunken sind. Darin nicht berücksichtigt sind Zuschläge für die höhere Wertigkeit der Wasserkraft und die Systemdienstleistungen. Auch für die kommenden Jahre dürfte sich – sofern der Markt nicht vollständig geöffnet wird – an der Ertragslage wenig ändern. Der Grossteil der Gewinne entfällt auf den Schweizer Markt, d.h. sie wurden dadurch erwirtschaftet, dass die gemäss StromVG an Verteilnetzbetreiber gebundenen Konsumenten Elektrizitätspreise bezahlt haben, welche deutlich über den Produktionskosten der analysierten Partnerwerke lagen. Sofern die Teilliberalisierung des Schweizer Elektrizitätsmarkts aufrechterhalten wird, ist nicht davon auszugehen, dass die Gewinne in diesem Geschäftsfeld deutlich abnehmen. Zunehmende Schwierigkeiten bei anhaltend tiefen Marktpreisen haben vor allem diejenigen EVU zu erwarten, welche über wesentliche Anteile an Eigenproduktion ohne entsprechende Kunden im gebundenen Markt verfügen. Dies ist zwar eine klare Minderheit aller Unternehmen, es handelt sich dabei aber um sehr grosse Unternehmen.
 - **Nutzniessung mehrheitlich bei Aktionären:** Wird die Gewinnverwendung der Branche betrachtet, so kann festgestellt werden, dass das Entgelt aus Wasserzinsen seit 2003 mit Ausnahme von zwei Jahren deutlich unterhalb der Dividendenzahlungen an die öffentliche Hand lag. In der Mehrheit der betrachteten Geschäftsjahre haben die Eigentümerkantone somit deutlich höhere Erträge erwirtschaftet als die Wasserkraftkantone.
 - **Konstante Produktionskosten:** Die Produktionskosten (Rp./kWh) sind in den letzten 15 Jahren relativ konstant geblieben. Zwar wurden die Wasserzinsen erhöht, im Gegenzug dazu haben die Produktionsunternehmen jedoch von sinkenden Kapitalmarktsätzen profitiert, womit die höheren Wasserzinsen mehr als kompensiert wurden. Interessanterweise hat das gebundene Kapital nicht wesentlich abgenommen. Dies ist ein Hinweis darauf, dass in den letzten Jahren bei vielen Kraftwerken Reinvestitionen vorgenommen wurden. Aufgrund des Investitionszyklus und im Hinblick auf die Heimfälle (die Mehrheit davon in den nächsten 15 bis 30 Jahren) ist davon auszugehen, dass beim Bestand der Wasserkraftwerke das gebundene Kapital in den nächsten Jahrzehnten eher abnimmt und so eine weitere Entlastung auf der Zins- und Abschreibungsseite eintreten sollte.

F. Vollständige Datentransparenz als zentrales Element

- 7 Beim derzeit geltenden Modell des Wasserzinses mit einem pauschalen Maximalpreis melden die Konzessionäre den Kantonen lediglich die Jahresproduktion des Wasserkraftwerkes, worauf der im Produktionsjahr geschuldete Wasserzins ermittelt wird. Hingegen müssen die Konzessionäre und die dahinter stehenden Eigner keinerlei Daten über die Gestehungskosten und die mit dem produzierten Wasserkraftstrom erzielten Erlöse (Wertschöpfung) offenlegen. Sowohl ein Wechsel des Wasserzinsmodells hin zu einem Modell mit Ressourcenrente als auch eine punktuelle Wasserzinsreduktion als einzelfallweise Unterstützungsmassnahme würden als zentrales Gegenstück zwingend die Offenlegung dieser Daten bedingen. Denn namentlich eine Ressourcenrente ist nur auf Basis vollständiger Datentransparenz seitens der Elektrizitätsunternehmen und, subsidiär, der Aufsichtsbehörden in fairer Weise umsetzbar. Die derzeitige Informations-Asymmetrie zwischen dem Konzessionär und seinen Eignern einerseits und den Kantonen und Gemeinden andererseits ist bei der Umsetzung allfälliger neuer Modelle deshalb zwingend und vollständig auszugleichen.

III. ÜBERGANGSREGELUNG FÜR DAS WASSERZINSMAXIMUM (Art. 49 Abs. 1 und 1bis)

A. Koordination zwischen neuem Wasserzinsmaximum und neuem Marktmodell sachgerecht

8 Der Bundesrat muss der Bundesversammlung bis 2019 den Entwurf für ein neues „marktnahes“ Strommarktmodell unterbreiten (Art. 30 Abs. 5 nEnG¹). Deshalb ist die Bundesverwaltung daran, entsprechende Grundlagen aufzuarbeiten, die kommendes Jahr in die Vernehmlassung gesendet werden sollen. Das künftige Marktmodell bildet die Grundlage für die Ausgestaltung des künftigen Wasserzinsmodells. Eine seriöse Stellungnahme zu einem neuen Modell für das Wasserzinsmaximum wäre in Unkenntnis des neuen Marktmodells nicht möglich gewesen. Deshalb erachten wir die nun vorgeschlagene zeitliche und inhaltliche Koordination mit dem neuen Marktmodell im Grundsatz für geboten und sachgerecht.

B. Die vorgeschlagene Übergangsregelung wird aber strikte abgelehnt

9 Der in den Vernehmlassungsunterlagen konkret unterbreitete Vorschlag für die Übergangsregelung **lehnen die Gebirgskantone aber strikte ab**, weil es aus nachfolgenden Gründen weder sachlich noch politisch gerechtfertigt ist, das derzeitige Wasserzinsmaximum zu senken:

1. Verfehlt Ursachenanalyse führt zu verfehlt Vorschlag als Hauptvariante

10 Im Erläuternden Bericht (EB) zur Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes (WRG) werden die Vorgänge dargelegt, die den internationalen und nationalen Energiemarkt und die Preisentwicklungen beeinflussen und zu einem vollkommen verzerrten Elektrizitätsmarkt geführt haben. Es sind dies zum weit überwiegenden Teil politische Entscheide oder eben unterlassene politische Entscheide. Entsprechend ist es völlig verfehlt zu behaupten, der Wasserzins untergrabe die Wettbewerbsfähigkeit und die Substanz der Wasserkraft. Der Wasserzins gehört nicht zu den Ursachen dieser Entwicklungen und deshalb ist es im Zusammenhang mit der Ursachenbekämpfung falsch, beim Wasserzins ansetzen zu wollen und die Wasserkraftkantone den Preis für den Ausgleich der Marktverzerrungen bezahlen zu lassen.

11 Zentrale Aufgabe des Bundesrates sowie des Bundesparlamentes ist deshalb dafür zu sorgen, dass der völlig verzerrte Elektrizitätsmarkt künftig so geordnet wird, dass die Wasserkraft wieder über gleichlange Spiesse im Wettbewerb verfügt. Nötig ist hierzu eine Kosten-Wahrheit für alle Stromerzeugungsarten und als Folge davon eine Internalisierung der bisher nicht eingepreisten externen Kosten. Realpolitisch ist dies ein anspruchsvolles und wohl auch längerdauerndes Unterfangen, weil mehrere EU-Länder ihre eigenen Produktionsformen durch offene und versteckte protektionistische Massnahmen schützen. Es ist deshalb nicht nachvollziehbar, weshalb die Schweiz ihre saubere und erneuerbare Wasserkraft nicht ebenfalls für solange schützt, bis am europäischen Markt tatsächlich mit gleichlangen Spiesen gekämpft wird.

2. Inakzeptabler Präjudizierungsversuch

12 Wie vorstehend erwähnt, verlangt Artikel 30 Absatz 5 nEnG vom Bundesrat die Ausarbeitung eines „marktnahen Modells“ für den nationalen Strommarkt. Im Umkehrschluss ist somit auch der Souverän der Ansicht, dass das gegenwärtige Marktsystem *marktfern* ist. Entsprechend kann ein neues Modell für das Wasserzinsmaximum - je nach konkreter Ausgestaltung - bestenfalls mit der Annäherung an den Markt begründet werden, sofern und soweit das neue Strommarktdesign zu mehr Markt führt, nicht aber die vorgeschlagene Übergangsregelung. Es ist deshalb verfehlt und auf der Basis einer korrekt interpretierten Ursachenanalyse nicht folgerichtig, wenn der Bundesrat ausführt, die Übergangsregelung sei „*als vorbereitende Anpassung vor einer langfristigen Lösung zu sehen, welche in Zukunft durch die Flexibilisierung des Wasserzinses sichergestellt werden soll*“ (Ziff. 1.3 des EB). Dieser Schluss ist, auf Basis der heutigen Erkenntnisse, nicht statthaft.

¹ Art. 30 Abs. 5 des neuen EnG lautet:

„5 Der Bundesrat unterbreitet der Bundesversammlung bis 2019 einen Erlassentwurf für die Einführung eines marktnahen Modells bis spätestens zum Zeitpunkt des Auslaufens der Unterstützungen für das Einspeisevergütungssystem“. Das Einspeisevergütungssystem läuft bis am 31. Dezember des fünften Jahres nach Inkrafttreten des neuen Energiegesetzes, also voraussichtlich bis zum 31. Dezember 2022.

- 13 Mit genau derselben Begründung hätte der Bundesrat auch „indikative“ Vorschläge für das künftige Marktdesign in Vernehmlassung senden können, zumal bereits zahlreiche entsprechende Vorschläge in und ausserhalb der Bundesverwaltung analysiert und diskutiert worden sind. Dies hat er aber - im Gegensatz zum Modell für den Wasserzins - wohlweislich unterlassen.
- 14 Bevor also über eine Änderung des gegenwärtig geltenden Wasserzinsmaximums entschieden werden kann, müssen eine vollständig transparente Datengrundlage und das neue Strommarktmodell vorliegen. Erst und nur dann kann nämlich über die Notwendigkeit und allfälligerweise über das sachgerechte Ausmass von Anpassungen am Wasserzinsmodell befunden werden.
- 15 Der in den Vernehmlassungsunterlagen präsentierte Vorschlag für die Übergangsregelung erweckt den Eindruck, dass der Bundesrat ungeachtet der markt- bzw. preisgestaltenden Wirkung aus einem künftigen Marktmodell bereits heute der festen Ansicht ist, dass das künftige Wasserzinsmaximum erheblich gesenkt werden müsse. Eine objektiv nicht belastbare vorgefasste Meinung als Grundlage für die vorgeschlagene Übergangsregelung zu verwenden, ist unsachlich und für die Gebirgskantone nicht akzeptabel.

3. Inkonsistente Argumentation des Bundesrates

- 16 Vorschläge zur raschen Stärkung der Wasserkraft sind vom Bundesrat in der Junisession 2017 vehement als **unzulässige wirtschaftspolitische Massnahme** bekämpft worden. Es gehe nicht an, gewisse Unternehmen zu entlasten und dies unter Belastung der Haushalte und KMU. Bundespräsidentin Leuthard führte als zuständige Departementsvorsteherin im Namen des Bundesrates diesbezüglich wörtlich was folgt aus:

„Wir sind nicht da, um Unternehmen zu retten. Wir sind nicht primär da, um Fehlentscheide von Managements durch den Steuerzahler zu schützen. Wir sind nicht dazu da, um hohe Kredite, die viele Rechnungen belasten, jetzt vom Bund her zu lösen. Das sind primär unternehmerische Aufgaben. Man ist auch dran und hat die Unternehmen neu organisiert. Das ist am Laufen. Deshalb meine ich effektiv, dass der Antrag Wasserfallen dieses Problem nicht auf die lange Bank schieben will. Er sagt, dass wir, wie die Kommission das vorhatte, hier etwas tun müssen, dass es aber nicht nur wirtschaftspolitisch für die Unternehmen begründet sein kann. Es muss auch energiepolitisch und für die Konsumenten, die diese Preise zu bezahlen haben, stimmen. Es muss eine nachhaltige Lösung sein“ (Amtliches Bulletin, Nationalrat Sommersession 2017, Zweite Sitzung, 30.05.17, 08h00; Geschäft 16.035).

- 17 Auf die Frage von Nationalrat Beat Jans, ob das UVEK zur Schaffung von Transparenz bereit sei, bei allen Wasserkraftwerken der Schweiz eine Anfrage durchzuführen und zu verlangen, dass die Zahlen offengelegt werden, antwortete die Departementsvorsteherin namens des Bundesrates was folgt:

„Wir haben keine rechtlichen Grundlagen, um so etwas zu tun. Ich kann doch nicht sagen, jetzt müssen mir alle Unternehmen ihre Bilanzen und ihre Buchhaltung offenlegen. Sie dürfen das freiwillig tun. Sie gehen jetzt einfach davon aus, alle Wasserkraftwerke seien fast nahe am Konkurs. Ich kann das nicht bestätigen, ich kann es aber auch nicht widerlegen. Wir haben - das hat Ihre Subkommission seinerzeit gemacht, Herr Nationalrat Grunder hat sie geleitet - gewisse anonymisierte Daten über die Kosten der Wasserkraft erhalten. Sie waren anonymisiert - ob das alles stimmt, können wir nicht nachprüfen, denn der Bund, der Staat hat nicht das Recht, Einblick in privatrechtliche Unternehmen zu erhalten und alle Details zu verlangen; es ist nicht möglich. Die Eigentümer - sprich Kantone, Gemeinden - könnten das tun, aber die Daten wurden uns bislang nicht zur Verfügung gestellt. Deshalb ist die Datenlage unvollständig, da stimme ich mit Ihnen überein. Aber wir können nicht einfach, nur weil es spannend wäre, von den Unternehmen jetzt die Bilanzen verlangen und Details darüber, was wie hohe Kosten verursacht, was rentiert und was nicht rentiert. Deshalb glaube ich, bevor man den Unternehmen unter die Arme greifen sollte - das wurde auch mal diskutiert -, sollte man verlangen, dass sie ihre Zahlen offenlegen. (...)"(Amtliches Bulletin, Nationalrat Sommersession 2017, Zweite Sitzung, 30.05.17, 08h00; Geschäft 16.035).

- 18 Das Bundesamt für Energie hat mit Briefen vom 27. Juni 2017 inzwischen eine Umfrage bei allen Kraftwerkunternehmungen eingeleitet, um an entsprechende Daten zu gelangen. Bedauerli-

cherweise beschränkt sich die Umfrage alleine auf die Kostenseite und klammert die Ertragsseite vollständig aus. Auch die Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) vertritt in ihrem Bericht zuhanden der UREK des Nationalrates, worin sie die Finanzlage der Elektrizitätsunternehmen analysiert, die Ansicht, dass auch die Erlösseite in die Rentabilitätsbetrachtungen mit einzubeziehen ist (vgl. Artikel „Malt die Strombranche zu schwarz?“ in der NZZ vom 08. Juli 2017).

- 19 Obwohl also der Bundesrat im Nationalrat wirtschaftspolitische Massnahmen abgelehnt hat, obwohl seitens des Bundesrates eine Verantwortung des Staates zur Rettung von Unternehmen abgelehnt wird und obwohl der Bundesrat darlegt, über keine belastbaren Datengrundlagen zur Rentabilitätssituation der Wasserkraftwerke zu verfügen, schlägt er drei Wochen nach der Debatte im Nationalrat in den vorliegend zu beurteilenden Vernehmlassungsunterlagen eine Senkung des Wasserzinsmaximums als Übergangsregelung vor. Dies mit der Begründung, dass es „über die Marktprämie hinaus eine Entlastung der Betreiber“ benötige (Ziff. 1.3 des EB). Dieses Vorgehen ist inkonsistent und die Gebirgskantone empfinden es als Affront; im Ergebnis würde eine wirtschaftspolitische Massnahme nun durch die Hintertüre eingeführt - neu mit dem Unterschied, dass diese sich nun einfach einseitig und allein zulasten der Berggemeinden und -kantone auswirken würde und der Bund, die übrigen Kantone und alle übrigen Stakeholder von der Lastentragung im Gegenzug gänzlich befreit bleiben würden. Weshalb mit der vorgeschlagenen Wasserzinssenkung wirtschaftspolitische Massnahmen plötzlich gerechtfertigt sein sollen, nachdem sie nur drei Wochen zuvor vehement abgelehnt worden sind, lässt sich jedenfalls nicht sachlich erklären und ist entsprechend auch nicht nachvollziehbar.
- 20 Die vom Bundesrat vorgeschlagene Übergangsregelung beim Wasserzins steht somit im Widerspruch zu seiner eigenen Haltung, die er nur drei Wochen vor Eröffnung der Vernehmlassung im Nationalrat vertreten hat. Deshalb fordern die Gebirgskantone den Bundesrat mit Nachdruck auf, eine konsistente und verlässliche Haltung einzunehmen. Die vorgeschlagene Wasserzinssenkung, die zudem explizit auch noch als „vorbereitende Anpassung im Hinblick auf die langfristige Lösung“ dienen soll, obwohl die Grundlagen für die künftige Ausgestaltung des Marktes noch gar nicht vorliegen, ist nichts anderes als eine wirtschaftspolitische Massnahme, wie sie vom Bundesrat in der Junisession noch vehement bekämpft worden ist.

4. Ungerechtfertigte Giesskannensubvention

- 21 Der Bundesrat bestätigt im EB, dass rund 50 Prozent der Wasserkraftproduktion in der Grundversorgung abgesetzt wird, wo bekanntlich das sogenannte Gestehungskostenprinzip gilt, bei dem *sämtliche Kosten gedeckt* werden. Deshalb hat dieser Teil der Wasserkraft per Definition gar keine Rentabilitätsprobleme und benötigt somit auch keine Wasserzinssenkung. Dementsprechend erweist sich die für die Übergangsregelung vorgeschlagene Hauptvariante zu mindestens 50 Prozent als unnötige Giesskannensubvention. Auch unter diesem Gesichtspunkt mangelt es der vorgeschlagenen Hauptvariante an einer sachlichen und politischen Notwendigkeit. Die im EB für die Hauptvariante und gegen eine differenzierte Betrachtung der unterschiedlichen Marktverhältnisse ins Feld geführten Vollzugsprobleme (Ziff. 1.3 EB) vermögen jedenfalls nicht ernsthaft eine Giesskannensubvention zu rechtfertigen.

5. Indirekte Kompensierung der Marktprämie durch die Wasserkraftkantone

- 22 Am 21. Mai 2017 hat das Volk das neue Energiegesetz (nEnG) als erstes Massnahmenpaket zur Umsetzung der Energiestrategie 2050 (EST-2050) angenommen. Das nEnG enthält eine Marktprämie für Grosswasserkraftwerke, die den Beweis erbringen, dass sie mit Rentabilitätsproblemen kämpfen (Verlust-Nachweis). Für die Unterstützung dieser Werke werden bei den Konsumenten 0,2 Rp./kWh erhoben, womit jährlich rund CHF 120 Millionen zur Verfügung stehen. Zudem sind diese Werke von der Durchschnittspreismethode befreit, was eine zusätzliche Entlastung bedeutet².
- 23 Die vom Bundesrat vorgeschlagene Wasserzinssenkung würde nun aber im Ergebnis zu einer teilweisen Kompensation der bei den Konsumenten erhobenen Abgabe von 0.2 Rp/kWh führen.

² BFE-Faktenblatt vom 21. März 2017, S. 2, abrufbar unter: https://www.uvek.admin.ch/dam/uvek/de/dokumente/energie/faktenblatt5-energiegesetz-wasserkraft.pdf.download.pdf/06_Faktenblatt_5_Wasserkraft.pdf.

Von einer solchen Massnahme war vor der Abstimmung keine Rede. Das Stimmvolk hat der EST-2050 im Bewusstsein dieser Zusatzbelastung zugestimmt und damit zum Ausdruck gebracht, dass es bereit ist, diese Zusatzbelastung zu tragen. Mit der vorgeschlagenen Wasserzinssenkung soll dieser Volksentscheid gemäss Vorschlag des Bundesrates bereits einen Monat nach der Abstimmung durch die Hintertüre zu Lasten der Wasserkraftkantone umgestossen werden. Dieses Vorgehen ist staatspolitisch bedenklich und nicht tolerierbar.

6. Opfersymmetrie - fehlende Beteiligung des Bundes

- 24 Bemerkenswert am Vernehmlassungsvorschlag ist sodann, dass sich der Bund bei der Lösung der Rentabilitätsprobleme in keiner Weise selber beteiligt und dies obwohl die Wasserkraft der zentrale Pfeiler der EST-2050 bildet. Mit anderen Worten: Der Bund verlangt von allen anderen (Eigentümer, Konsumenten, Wasserkraftkantone) ein Entgegenkommen, welches er für sich selbst aber strikte zurückweist. Dies ist inakzeptabel. Wenn Teile der Schweizer Wasserkraft tatsächlich mit politisch bedingten Rentabilitätsproblemen zu kämpfen haben, muss sich im Sinne einer echten Opfersymmetrie zwingend auch der Bund mit eigenen Mitteln an der Problemlösung beteiligen. Will der Bund somit an seinem Vorschlag für die Übergangsregelung festhalten, fordern die Gebirgskantone, dass er konkrete und wirksame Vorschläge unterbreitet, wie auch er sich mit eigenen Mitteln im Sinne einer Opfersymmetrie dort, wo ausgemachter Handlungsbedarf besteht (d.h. im Einzelfall für allfällig notleidende Elektrizitätsunternehmen), beteiligt.

7. Dauer der Übergangsregelung

- 25 Die vorgeschlagene Übergangsregelung ist bis Ende 2022 befristet. Folglich rechnet der Bundesrat fest mit dem verbindlichen Inkrafttreten des neuen Strommarktmodells per 1. Januar 2023. Dies *kann* der Fall sein, *muss* es aber nicht. Die Erarbeitung eines neuen Marktmodells ist komplex und die Beratungen darüber werden erfahrungsgemäss kontrovers ausfallen und viel Zeit beanspruchen. Der Gesetzgebungsprozess beim StromVG und bei der EST-2050 sind diesbezüglich zwei Schulbeispiele. Es sei auch daran erinnert, dass der Bundesrat in der Junisession noch verlauten liess, dass er für das neue Marktmodell über verschiedene Ansätze verfüge und im Ergebnis soweit sei, dass die Ergebnisse im Herbst 2017 vertieft seien³. Einem Rundschreiben vom 20. Juni 2017 des Bundesamtes für Energie ist dann aber bereits zu entnehmen, dass erst *Ende Sommer 2018* mit einer Vernehmlassungsvorlage für ein neues Marktdesign zu rechnen sei⁴. Folgerichtig ist es, zusammenfassend deshalb angezeigt, die Dauer der Übergangsregelung nicht an eine konkrete Jahreszahl, sondern an die *Inkraftsetzung* des neuen Marktmodells zu knüpfen. Nur dies gewährleistet eine echte Koordination.

C. Zusammenfassung

- 26 Gestützt auf die vorstehenden Erwägungen **beantragen** wir die derzeitige Wasserzinsregelung bis zum Inkrafttreten des marktnahen Modells gemäss Art. 30 Abs. 5 nEnG zu verlängern:

ANTRAG:

Änderung von Art. 49 Abs. 1, erster Satz:

¹ Der Wasserzins darf **bis zum Inkrafttreten des marktnahen Modells gemäss Artikel 30 Absatz 5 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG)** jährlich 110 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung nicht übersteigen. (...)

Änderung von Art. 49 Abs. 1^{bis}:

Aufheben.

³ Votum Bundespräsidentin Leuthard: „Deshalb meine ich effektiv, dass der Antrag Wasserfallen dieses Problem nicht auf die lange Bank schieben will. Er sagt, dass wir, wie die Kommission das vorhatte, hier etwas tun müssen, dass es aber nicht nur wirtschaftspolitisch für die Unternehmen begründet sein kann. Es muss auch energiepolitisch und für die Konsumenten, die diese Preise zu bezahlen haben, stimmen. Es muss eine nachhaltige Lösung sein. Wir haben sie auch noch nicht. Wir haben verschiedene Ansätze. Das haben wir der Kommission mitgeteilt und gesagt: Im Herbst sind wir so weit, dass wir die Ergebnisse vertieft haben“ (Amtliches Bulletin, Nationalrat Sommersession 2017, Zweite Sitzung, 30.05.17, 08h00; Geschäft 16.035).

⁴ Brief vom 20. Juni 2017 des Bundesamtes für Energie an die Stakeholder der Revision des Stromversorgungsgesetzes.

IV. ALTERNATIVVARIANTE FÜR DIE ÜBERGANGSREGELUNG (Art. 49 Abs. 1 und 1bis)

A. Einleitung

- 27 Der EB zur Teilrevision - nicht aber auch der konkret vorgelegte Gesetzestext - enthält für die Übergangsregelung einen Alternativvorschlag. Diesem entsprechend soll es nur punktuelle Wasserzinsreduktionen für klar defizitäre Kraftwerke geben, wobei als Voraussetzung die Marktprämienberechtigung für Grosswasserkraftwerke gemäss Artikel 30 nEnG herangezogen werden könne.

B. Grundsätzliche Haltung

- 28 Die oben in Kapitel III. enthaltenen Erwägungen zur verfehlten Ursachenanalyse (Ziff. III./B./1.), zum inakzeptablen Präjudizierungsversuch (Ziff. III./B./2.), zur inkonsistenten Argumentation des Bundesrates (Ziff. III./B./3.), zur mangelnden Beteiligung des Bundes (Ziff. III./B./5.) und zur nicht sachgerecht geregelten Geltungsdauer der Übergangsregelung (Ziff. III./B./7.) gelten gleichermaßen auch für die Alternativvariante, weshalb ausdrücklich darauf verwiesen wird. Vor diesem Hintergrund besteht grundsätzlich auch keinerlei sachliche und politische Notwendigkeit für punktuelle Wasserzinssenkungen. Auch die ElCom gelangt in ihrer Analyse vom 26. Juni 2017 zuhanden der UREK des Nationalrates zum Schluss, dass allfällige Unterdeckungen von den Gesellschaften getragen werden können und auch sollen.

C. Alternativvariante nur unter klaren Bedingungen

- 29 Im Sinne der von den Gebirgskantonen mit den Elektrizitätsgesellschaften gepflegten partnerschaftlichen Politik waren und sind die Gebirgskantone bereit, Unterstützungsmassnahmen zu prüfen, wenn eine Gesellschaft nachweislich Schwierigkeiten hat. Deshalb verschliessen sich die Gebirgskantone einer Übergangsregelung mit punktuellen (einzelfallweisen) Wasserzinsreduktionen nicht generell. Dabei muss aber folgender zwingender Grundsatz gelten: **„Wer über die Marktprämie hinaus eine Unterstützung beanspruchen will, der muss vollständige Datentransparenz gewährleisten“**. In diesem Sinne konkretisieren die Gebirgskantone den Alternativvorschlag des Bundesrates mit folgenden **zwingenden und kumulativ zu erfüllenden Bedingungen (Anspruchsvoraussetzungen)**:

- 1) Die Prüfung einer punktuellen Wasserzinsreduktion erfolgt nur dann, wenn eine Marktprämie ausgerichtet wird;
- 2) Die Berechnung der punktuellen Wasserzinsreduktion erfolgt nur unter vorangehender vollständiger Anrechnung der ausgerichteten Marktprämie;
- 3) Die punktuelle Wasserzinsreduktion wird ausschliesslich auf dem nachweislich am Markt abgesetzten Wasserkraftstrom gewährt (nicht auch auf dem in der Grundversorgung abgesetzten Wasserkraftstrom);
- 4) Zusätzlich zu den für die Ausrichtung der Marktprämie geltenden Kriterien haben die Gesuchsteller und Gesuchstellerinnen vollständige Transparenz zur Kosten- und Erlöseseite zu gewährleisten;
- 5) Auf der Kostenseite werden keine Eigenkapital-Verzinsungen akzeptiert;
- 6) Die Eigner der Kraftwerkgesellschaft haben einen Dividendenverzicht zu erklären;
- 7) Die Eigner der Kraftwerkgesellschaft haben sich in zumutbarer Weise an der Problemlösung zu beteiligen;
- 8) Die punktuelle Wasserzinsreduktion wird gewährt, soweit dies zur Deckung der Gesteungskosten des einzelnen Kraftwerkes erforderlich ist, maximal jedoch im Umfange von CHF 10.00/kW_{brutto} (Senkung von CHF 110/kW_{brutto} auf CHF 100/ kW_{brutto});
- 9) Die punktuelle Wasserzinsreduktion erfolgt in Form einer Stundung, d.h. die entsprechende Kraftwerkgesellschaft muss die erhaltene Reduktion zurückzahlen, wenn sie wieder Gewinn erzielt;
- 10) Der Bund muss sich seinerseits mit eigenen Mitteln an der Unterstützung des entsprechenden Kraftwerkes beteiligen.

D. Antrag zur Konkretisierung der Alternativvariante

- 30 Gestützt auf die vorstehenden Erwägungen stellen die Gebirgskantone nachstehenden Antrag zur Konkretisierung des vom Bundesrat unterbreiteten Alternativvorschlags. Die Unterstützungen des Bundes sind von diesem noch zusätzlich auf Gesetzesebene zu regeln. Zudem ist auch noch zu prüfen, ob einzelne Bestimmungen allenfalls auch auf Verordnungsebene verankert werden können:

ANTRAG:

Änderung von Art. 49 Abs. 1, erster Satz:

¹ Der Wasserzins darf **bis zum Inkrafttreten des marktnahen Modells gemäss Artikel 30 Absatz 5 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG)** jährlich 110 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung nicht übersteigen. (...)

Änderung von Art. 49 Abs. 1^{bis}, 1^{ter} und 1^{quater} (neu):

^{1bis} **Bis zum Inkrafttreten des marktnahen Modells gemäss Artikel 30 Absatz 5 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG) wird der Wasserzins jährlich um CHF 10 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung, höchstens aber bis zur Deckung der Gestehungskosten, gesenkt, wenn die Betreiber von Grosswasserkraftanlagen im Sinne von Art. 30 Absatz 1 und 2 EnG bzw. ihre Eigner den Nachweis erbringen, dass die Gestehungskosten der Elektrizität aus diesen Anlagen trotz Anrechnung der Marktprämie gemäss Art. 26 EnG sowie nach Abzug einer Eigenkapitalverzinsung, nach einem Dividendenverzicht und nach zumutbaren Stützungsmaßnahmen der Eigner sowie nach Unterstützungen des Bundes nicht gedeckt werden können.**

^{1ter} **Verkaufen die Betreiber bzw. ihre Eigner im Sinne von Art. 30 Absatz 1 und 2 EnG die Elektrizität aus den Anlagen am Markt wieder über den Gestehungskosten ist die gewährte Reduktion gemäss Absatz 1^{bis} an den Bund und die Kantone zurückzuzahlen. Letztere verteilen die Rückzahlungen nach Massgabe ihres Rechts anteilmässig auf die wasserzinsberechtigten Gemeinwesen.**

^{1quater} **Der Bundesrat regelt die Einzelheiten, insbesondere:**

- a. **die Anforderungen an die vollständige Übersicht über die Gestehungskosten der Elektrizität der betroffenen Anlagen sowie über die mit dieser erzielten Erlöse;**
- b. **die vom Gesuchsteller für den Dividendenverzicht zu erfüllenden Kriterien;**
- c. **die Kriterien für zumutbare Stützungsmaßnahmen der Gesellschaftseigner;**
- d. **die Ausgestaltung der Stundungsbedingungen;**
- e. **die Unterstützungen des Bundes.**

IV. ERMÄSSIGUNG WASSERZINS BEI GEWÄHRUNG VON INVESTITIONSBEITRÄGEN (Art. 50a)

- 31 Dieser Teil der vorgeschlagenen WRG-Teilrevision geht auf die Motion der UREK-S vom 26. August 2014 zurück (14.3668). Der Vorschlag zur kompletten Wasserzinsbefreiung im Falle einer Gewährung von Investitionsbeiträgen gemäss EnG gründet auf dem Gedanken, dass die verleihenden Gemeinwesen keinen Wasserzins erhalten sollen, wenn das Kraftwerk nur dank Investitionshilfen aus dem entsprechenden Netzzuschlag realisiert werden kann. Die Gebirgskantone lehnen diesen Vorschlag nicht grundsätzlich ab. Der vorgeschlagene komplette Wasserzinsverzicht für die Baufrist und während 10 Jahren ab Inbetriebnahme des Werkes hat aber den gravierenden Mangel einer nicht nötigen Starrheit an sich, sowohl bezüglich des Verzichtumfangs als auch bezüglich dessen Dauer.
- 32 Die vorgeschlagene Regelung ist nicht sachgerecht und verunmöglicht eine Gleichbehandlung der Kraftwerke. Zum einen bewirken die Massnahmen (Neuanlage, erhebliche Erweiterung, erhebliche Erneuerung) unterschiedliche Leistungserhöhungen. Zum andern werden sowohl die Investitionen der Kraftwerke als auch die Höhe der ausgerichteten Investitionshilfen sehr unterschiedlich ausfallen. Es ist eine

gesetzliche Grundlage zu schaffen, die **massgeschneiderte Lösungen** zulässt. Zusammenfassend **unterbreiten die Gebirgskantone** deshalb folgenden **Gegenvorschlag**:

ANTRAG:

Änderung von Art. 50a:

¹ Bei Wasserkraftwerken, für die ein Investitionsbeitrag nach Art. 26 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG) ausgerichtet wird, gelten die folgenden Ermässigungen:

- a. Für eine Neuanlage (Art. 24 Abs. 1 Bst. b Ziff. 1 EnG): ***Eine Ermässigung des Wasserzinses, die sich bezüglich Umfang und Dauer aufgrund der getätigten Investition, dem erhaltenen Investitionsbeitrag und der gesamten Bruttoleistung richtet. Bezüglich Dauer ist eine maximale Befreiung während der für den Bau bewilligten Frist und während 10 Jahren ab der Inbetriebnahme möglich. Bezüglich des Umfangs kann der Wasserzins teilweise oder gänzlich ermässigt werden.***
- b. Für eine erhebliche Erweiterung einer bestehenden Anlage (Art. 24 Abs. 1 Bst. b Ziff. 2 EnG): ***Eine Ermässigung des Wasserzinses richtet sich nach den Kriterien gemäss Buchstabe a, wobei ausschliesslich die zusätzliche Bruttoleistung massgebend ist.***
- c. Für eine erhebliche Erneuerung einer bestehenden Anlage (Art. 24 Abs. 1 Bst. b Ziff. 2 EnG): ***Eine Ermässigung des Wasserzinses richtet sich nach den Kriterien gemäss Buchstabe a, wobei die zusätzliche Bruttoleistung nur dann mitberücksichtigt wird, wenn eine solche erfolgt.***

² Sinngemässe Ermässigungen gelten auch für die besonderen Steuern nach Artikel 49 Absatz 2.

**V. GRENZKRAFTWERKE - ABSTIMMUNG IM INTERNATIONALEN VERHÄLTNIS
(Art. 7 und Art. 49 Abs. 1 letzter Satz)**

- 33 Gemäss Ausführungen im EB bewirkt dieser Vorschlag keine materielle Änderung zum geltenden Recht (Ziff. 1.2 in fine). Damit mangelt es der vorgeschlagenen Anpassung eigentlich an der fundamentalen Voraussetzung für eine Gesetzesrevision. Es ist auch nicht ersichtlich, wo der Nutzen der vorgeschlagenen Gesetzesänderung liegen soll. Die Gebirgskantone lehnen den unterbreiteten Vorschlag nicht grundsätzlich ab, **verlangen aber in der Botschaft klarere Aussagen zum nachweislichen Nutzen des Revisionsvorschlages**. Zugleich behaften sie den Bund bei seiner Aussage, dass diese Teilrevision keinerlei materielle Änderung zum geltenden Recht, namentlich im Verhältnis zu den betroffenen Kantonen, hat. Auch diesbezüglich ist eine explizite Zusicherung ist in der Botschaft des Bundesrates erwünscht.

**VI. BERECHNUNG DER BRUTTOLEISTUNG
(Art. 51 Randtitel und Abs. 1)**

- 34 Da dieser Teil des Revisionsvorschlages eine bloss sprachliche Präzisierung enthält, haben wir **keine Bemerkungen**.

**VII. FLEXIBILISIERUNG DES WASSERZINSMAXIMUMS
(Konsultativbefragung)**

A. Unkoordiniertes Vorgehen

- 35 Wie bei Ziff. II./A. einleitend erwähnt, ist eine seriöse Stellungnahme zu einem neuen Modell für das Wasserzinsmaximum in Unkenntnis des neuen Modells für den Strommarkt nicht möglich. Wir erachten es deshalb auch nicht für adäquat, im EB ein konkretes Modell für die Flexibilisierung des Wasserzinsmaximums zu präsentieren, obwohl dieses explizit nicht Teil der Vorlage bildet.

- 36 Mit genau denselben Gründen hätten auch Vorschläge für das künftige Marktmodell unterbreitet und einer „Konsultation“ unterbreitet werden können, zumal auch diesbezüglich verschiedene Modelle bereits verwaltungsintern und -extern andiskutiert worden sind. Das Vorgehen ist umso unverständlicher, als vom Bundesrat in der Junisession wiederholt und mit Nachdruck darauf hingewiesen worden ist, dass es eine *Gesamtschau* benötigt, um konsistente Lösungen zu finden.

B. Unhaltbarer Versuch zur Schaffung eines Präjudizes

- 37 Es ist für die Gebirgskantone deshalb offensichtlich, dass mit der Präsentation des flexiblen Modells und der in diesem Zusammenhang erwähnten „indikativen“ Zahlen die erst noch zu führende Diskussion zum neuen Modell für das Wasserzinsmaximum präjudiziert werden soll. Die als Übergangsregelung vorgeschlagene Senkung auf CHF 80.--/kW_{brutto} dient - aus dieser Betrachtung - einzig dem Zweck, einen psychologischen „Anker“ zu setzen, um das Wasserzinsmaximum dann von einer bereits reduzierten Basis aus in einem nochmaligen, gleichgrossen Schritt auf letztlich CHF 50.--/kW_{brutto} (Sockel) zu senken.
- 38 In unseren vorstehenden Erwägungen zum Hauptvorschlag haben wir aber eingehend dargelegt, dass bereits die als Übergangsregelung vorgeschlagenen Senkung des Wasserzinsmaximums auf CHF 80.--/kW_{brutto} unter mehreren Aspekten sachlich nicht gerechtfertigt ist und allerhöchstens *einzelfallweise*, an *klare Anspruchsvoraussetzungen* geknüpfte Wasserzinssenkungen in Frage kommen können. Entsprechend sind die Gebirgskantone auch in keiner Weise bereit, „*die Übergangslösung als vorbereitende Anpassung vor einer langfristigen Lösung zu sehen*“, wie dies im EB ausgeführt wird (EB, Ziff. 1.3).
- 39 Gestützt auf die vorstehenden Erwägungen, weil das Modellbeispiel nicht Gegenstand der heutigen Vorlage bildet und weil ein künftiges Modell für das Wasserzinsmaximum nicht ohne Kenntnis des künftigen Marktmodells seriös beurteilt werden kann, **verzichten die Gebirgskantone im gegenwärtigen Zeitpunkt auf eine nähere Stellungnahme zum präsentierten flexiblen Modell für das Wasserzinsmaximum**. Auf eine Stellungnahme kann sich die RKGK erst einlassen, wenn die Ausgestaltung des neuen Strommarktmodells bekannt ist. Die Gebirgskantone halten aber bereits heute in aller Deutlichkeit fest, welche **fundamentalen Eckpunkte** ein künftiges Modell **zwingend** abdecken muss:

ZWINGENDE ECKPUNKTE FÜR EIN KÜNFTIGES WASSERZINSMODELL

- Das Modell muss die **gesamte jeweils mögliche Wertschöpfung** abbilden, die mit der Wasserkraftnutzung erzielt werden kann (z.B. Einbezug von Erlösen aus Systemdienstleistungen, Zertifikaten, Kapazitätzuschlägen sowie Handelsprodukten, wie Intraday-Handel u.a.). Nur dann ist nämlich wirklich gewährleistet, dass die Wasserkraftkantone in fairer Weise an der sogenannten Ressourcenrente partizipieren. Mit anderen Worten reicht es in keiner Weise aus, die Ressourcenrente alleine von einem Börsenpreis abhängig zu machen.
- Die Kraftwerkgesellschaften bzw. deren Eigner sind zur **vollständigen Transparenz** zu verpflichten, d.h. sie haben gegenüber den Kantonen bezüglich Kosten und Erlöse mindestens folgende Angaben zu machen:
 - 1) Bekanntgabe der tatsächlich turbinieren Wassermengen und der detaillierten Turbinierungsstunden jeweils per Ende Jahr auf einer öffentlich zugänglichen Internetseite (Homepage);
 - 2) Nachweis der Gestehungskosten unter Ausklammerung von Eigenkapital-Renditen und Dividenden. Allfällige Overheadkosten sind plausibel nachzuweisen;
 - 3) Bekanntgabe, wie die im Kraftwerk produzierte Elektrizität in welchen Märkten (SDL-Markt sowie künftig andere Märkte) eingesetzt wurde und welche Erträge dadurch erzielt worden sind;
 - 3) Bekanntgabe, welcher Anteil des in der Anlage produzierten Stroms als Ökostrom und mit welchem Erlös verkauft worden ist;
 - 4) Bekanntgabe, wieviel Strom aus der betreffenden Anlage im geschlossenen Markt abgesetzt worden ist bzw. welcher Anteil dem Kraftwerk zugerechnet wird;
 - 5) Bekanntgabe, welche Handelsgewinne erwirtschaftet wurden und welche auf den Einsatz bzw. das Vorhandensein des Kraftwerks zurückzuführen sind.

- Die Behandlungen dieser Daten durch die Kantone untersteht der **Vertraulichkeit analog dem Steuerrecht**.
- Die Datentransparenz muss - zu Plausibilierungs- und anderweitig vollzugsseitig begründeten Zwecken - zusätzlich, zumindest aber **subsidiär, unter Einbezug von staatlichen Aufsichtsbehörden wie die ElCom** sichergestellt werden können.
- Das Modell darf **keinerlei Wälzung des Wasserzinses über einen Netzzuschlag** vorsehen;
- Das Modell ist so zu gestalten, dass Gemeinden und Kantone **auch künftig noch bereit sind, Konzessionen zu verleihen**.

Wir danken Ihnen nochmals für die Möglichkeit zur Stellungnahme und wir ersuchen den Bundesrat unseren Argumenten bei der Überarbeitung der Vorlage ernsthafte Beachtung zu schenken.

Freundliche Grüsse
Gemeinde Churwalden



Margrith Raschein
Gemeindepräsidentin a.i.

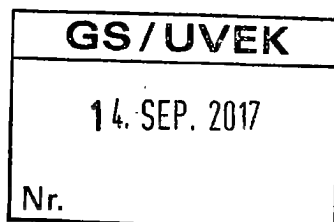


Dario Friedli
Gemeindeschreiber

dario.friedli@churwalden.ch
Tel. direkt +41 (0)81 382 00 16



Orsières, le 12 septembre 2017



Madame la Présidente de la Confédération
Doris Leuthard
Cheffe du DETEC
Kochergasse 6
3003 Berne

Votre réf. :
Notre réf. : 19225 – JoR/PT/cdt

Projet de révision partielle de la loi sur l'utilisation des forces hydrauliques **Prise de position**

Madame la Présidente de la Confédération,
Mesdames, Messieurs,

Par courrier du 22 juin 2017, vous avez donné l'occasion de prendre position sur le projet de révision partielle de la loi sur l'utilisation des forces hydrauliques (en particulier le nouveau taux maximum de la redevance hydraulique dès le 1^{er} janvier 2020). Après examen des documents, l'administration communale d'Orsières se rallie entièrement à la prise de position de la Conférence gouvernementale des cantons alpins (CGCA) suivante :

« La CGCA considère *par principe* que la coordination, dans le temps et au niveau des contenus, de la conception du nouveau taux maximum de la redevance hydraulique avec le nouveau modèle plus proche de la réalité du marché pour le marché de l'électricité (art. 30, al. 5, LEn) est nécessaire et pertinente. Dans ce sens, elle approuve une réglementation transitoire, dont la durée ne doit pas être liée à un nombre défini d'années, mais à l'entrée en vigueur du nouveau modèle de marché, car c'est la seule manière de garantir une véritable coordination entre le modèle de redevance hydraulique et le modèle de marché de l'électricité.

Par contre, la CGCA rejette catégoriquement la variante principale soumise par le Conseil fédéral, parce qu'elle ne corrige pas les failles du marché suisse de l'électricité, qu'elle est basée sur une analyse erronée des causes à plus d'un égard et que le Conseil fédéral fait ainsi preuve d'un comportement extrêmement contradictoire. Par ailleurs, la variante principale proposée aboutirait à une subvention injustifiée selon le principe dit «de l'arrosoir». Il en résulterait in fine que les cantons hydrauliques compenseraient indirectement la prime de marché, décidée par le peuple avec la nouvelle loi sur l'énergie, qui entrera en vigueur le 1^{er} janvier 2018 et déploiera ses effets dès le 1^{er} janvier 2020. Un point du projet soumis à consultation particulièrement intéressant à relever est que la Confédération exige un geste de toutes les autres parties (propriétaires, consommateurs, cantons hydrauliques), geste qu'elle refuse catégoriquement en ce qui la concerne, bien qu'elle ait déclaré que les forces hydrauliques constituaient le pilier central de la SE 2050. L'unique objectif de la variante principale proposée est finalement de créer un «point d'ancrage» psychologique pour pouvoir ultérieurement à nouveau abaisser la redevance hydraulique maximale. Cette démarche



objectivement et politiquement injustifiée est rejetée catégoriquement par les cantons alpins, qui ne sont pas enclins à «voir la solution transitoire comme une adaptation préparatoire à une solution à long terme», comme cela est formulé dans le Rapport explicatif (RE ch. 1.3).

Les arguments précités plaident en principe également contre les baisses ponctuelles de la redevance hydraulique (**proposition alternative**). Au sens de la politique de partenariat suivie avec les sociétés d'électricité, les cantons alpins sont néanmoins disposés à examiner des mesures de soutien, lorsque l'exploitant d'une centrale ou son propriétaire connaît de graves difficultés avérées pour la commercialisation du courant produit dans une centrale hydroélectrique spécifique. Pour un tel soutien, le principe suivant doit s'appliquer impérativement: «**Quiconque veut solliciter un soutien au-delà de la prime de marché doit garantir une totale transparence!**» Par ailleurs, les allègements accordés à la communauté bénéficiaire de la redevance hydraulique doivent être **remboursés** lorsque les sociétés réalisent à nouveau des bénéfices (sursis). Dans ce sens, les cantons n'excluent pas totalement une réglementation transitoire avec des réductions ponctuelles de la redevance hydraulique (au cas par cas) et soumises à des **conditions requises claires**.

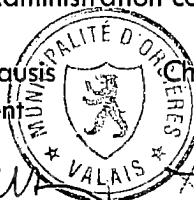
Un fait exceptionnel à relever est qu'un aspect ne faisant pas explicitement partie intégrante de la proposition est mis en discussion. Il est manifeste pour les cantons alpins que la présentation consultative du **modèle flexible** et les paramètres «indicatifs» mentionnés influenceront la future discussion sur le nouveau modèle de redevance hydraulique maximale. De la même façon, différents modèles pour la nouvelle conception du marché de l'électricité auraient déjà pu être mis en consultation aujourd'hui. Mais il est impossible de porter un jugement sérieux sur un futur modèle de redevance hydraulique maximale sans connaître le futur modèle de marché. La démarche choisie par le Conseil fédéral manque de coordination. La CGCA ne consentira à une discussion concrète sur le modèle que lorsque la conception du nouveau modèle de marché (art. 30, al. 5, nLEne) sera connue. Pour des questions de principe, les cantons renoncent donc actuellement à une prise de position plus précise sur le modèle flexible proposé. Mais aujourd'hui déjà, ils définissent très clairement les **points essentiels** que tout futur modèle devra en tous cas respecter: une **transparence totale des données de la part des sociétés d'électricité et des autorités de surveillance envers les cantons**, ainsi que la **consignation et la présentation de toute la valeur ajoutée réalisable avec les forces hydrauliques**. Les cantons alpins rejettent les propositions éventuelles de solidarisation de la redevance hydraulique par la perception d'un supplément réseau, propositions mises en discussion par des tiers, parce qu'elles sont contraires à la Constitution et au système. Globalement, chaque futur modèle choisi pour la redevance hydraulique maximale devra mettre en place des incitations pour que les communes et les cantons soient encore disposés à octroyer des concessions à l'avenir. »

Pour la justification détaillée des différents points, nous nous référons à la prise de position officielle de la CGCA.

Veuillez agréer, Madame la Présidente de la Confédération, nos salutations distinguées

L'Administration communale

Joachim Rausis
Président



Christelle Darbellay T.
Secrétaire

Gemeinderat
CH-7132 Vals
Tel. +41 81 935 11 79
Fax +41 81 935 16 26
gemeinde@vals.ch
www.vals.ch

Vals®

Frau
Bundesrätin Doris Leuthard
3000 Bern

Vals, 12. September 2017

Vernehmlassung Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrte Frau Bundesrätin

Der Gemeinderat hat die Vernehmlassung der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Wasserzinsregelung anlässlich seiner Sitzung vom 7. September 2017 zur Kenntnis genommen. Er unterstützt diese vorbehaltlos und mit Nachdruck.

Wir ersuchen Sie dringend, die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

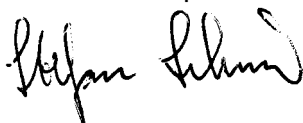
Die Wasserzinsen haben für unsere Gemeinde existenzielle Bedeutung: Sie betragen rund 46 % der Gemeindeeinnahmen. Eine Kürzung würde unseren Finanzhaushalt aus dem Gleichgewicht bringen.

Mit freundlichen Grüssen

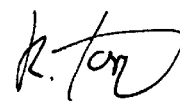
NAMENS DES GEMEINDERATES

der Gemeindepräsident:

der Gemeindeschreiber:



Stefan Schmid



Reto Jörger



**Gemeinde
Filisur**



Frau
Bundespräsidentin Doris Leuthard
Bundehaus
3000 Bern

Filisur, 13. September 2017/WA

Vernehmlassung Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin


Hiermit erklären wir, die Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020) vollumfänglich zu unterstützen.


Wir ersuchen Sie dringend, die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

Die Wasserzinsen haben für unsere Gemeinde eine ganz besondere, ja sogar existenzielle Bedeutung.

Freundliche Grüsse

Gemeindevorstand Filisur


Felix Schutz
Gemeindepräsident


Pina Fischer
Kanzlistin



GEMEINDEVORSTAND ANDEER

Telefon 081 661 12 52

Fax 081 661 12 54

e-mail: gemeinde@andeer.ch

Frau
Bundesrätin Doris Leuthard
Vorsteherin UVEK
Kochergasse 6
3003 Bern

Andeer, 14. September 2017

Vernehmlassung Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrte Frau Bundesrätin

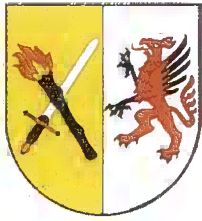
Hiermit erklären wir, die Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020) vollumfänglich zu unterstützen.

Wir ersuchen Sie dringend, die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

Die Wasserzinsen haben für unsere Gemeinde eine ganz besondere Bedeutung. Die Einnahmen verdoppeln unsere Steuereinnahmen und sind für unsere Gemeinde sowie für die ganze Region lebenswichtig. Nur mit diesen Einnahmen können wir die Talschule und andere wichtige, regionale, Infrastrukturen (Gewerbe, Tourismus, Landwirtschaft) unterstützen und so viele Arbeitsplätze sichern und erhalten.

Wir ersuchen sie deshalb die Wasserzinsen auf dem heutigen Niveau beizubehalten. Damit unterstützen sie die Bergregionen und leisten einen grossen Anteil daran, dass die Abwanderung aus unserem Tal und der Region nicht stattfindet.

Mit freundlichen Grüssen
GEMEINDEVORSTAND ANDEER
Der Präsident: Der Aktuar:



Vaschinadi da Donat Gemeinde Donat

GS / UVEK

19. SEP. 2017

Nr.

Gemeinde Donat
Gemeindekanzlei
Farden 40
7433 Donat

Frau Bundesrätin
Doris Leuthard
3000 Bern

☎ 081 661 22 61
@ gemeindedonat@bluewin.ch

Donat, 14. September 2017
WB-LU

Vernehmlassung Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrte Frau Bundesrätin

Hiermit erklären wir, die Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020) vollumfänglich zu unterstützen.

Wir ersuchen Sie dringend, die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

Die Wasserzinsen haben für unsere Gemeinde eine ganz besondere Bedeutung.

Mit freundlichen Grüßen


Walter Battaglia
Gemeindepräsident




Luzius Blumenthal
Gemeindekanzlist



Regierungskonferenz der Gebirgskantone
Lic. Iur. Fadri Ramming
Generalsekretär
Hinterm Bach 6
Postfach 539
7001 Chur

7444 Ausserferrera, 14. September 2017

Vernehmlassung Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrter Herr Ramming

Hiermit erklären wir, die Stellungnahme der Regierungskonferenz der Gebirgskantone (RKGK) am Frau Bundespräsidentin Doris Leuthard zu Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020) vollumfänglich zu unterstützen.

Wir ersuchen die zuständigen Bundesbehörden dringend die derzeitige Wasserzinsregelung bis zum Inkrafttreten des marktnahen Modells gemäss Art. 30 Abs. 5 des Energiegesetzes (nEnG) zu verlängern.

Die Wasserzinsen haben für unsere Gemeinde eine ganz besondere Bedeutung. Eine Reduktion der Wasserzinseinnahmen hätte für die Gemeinde Ferrera Personalabbau und Steuererhöhungen zur Folge.

Freundliche Grüsse

Gemeinde Ferrera
Der Präsident

Albert Rauch



Die Aktuarin

Tamara Melanie Jörg



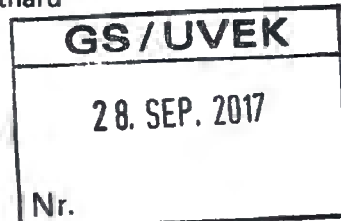
Gemeinde Zernezh
Verwaltung
Urtatsch 147A
7530 Zernezh

T +41 81 851 44 44
zernez@zernez.ch
www.zernez.ch



Corsin Scandella
Kanzlei
T +41 81 851 44 41
corsin.scandella@zernez.ch

Frau
Bundesrätin Doris Leuthard
3000 Bern



14. September 2017

Vernehmlassung Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrte Frau Bundesrätin

Hiermit erklären wir, die Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020) vollumfänglich zu unterstützen.

Wir ersuchen Sie dringend, die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

Die Wasserzinsen haben für unsere Gemeinde eine ganz besondere Bedeutung.

Hochachtungsvoll

Gemeinde Zernezh
Im Namen des Gemeindevorstandes

Der Präsident

Emil Müller



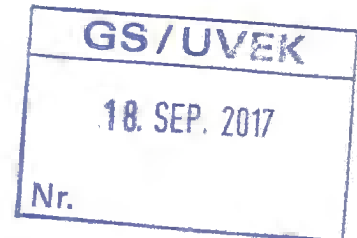
Der Kanzlist

Corsin Scandella

P.P. **A** CH-8750 Glarus

Post CH AG

Frau Bundespräsidentin
Doris Leuthard
Vorsteherin UVEK
Kochergasse 6
3003 Bern



Datum 15.09.2017
Reg.Nr. 19.04.02 / 2017-266
Person Max Widmer
Funktion Gemeindeschreiber
E-Mail max.widmer@glarus.ch
Direkt +41 58 611 82 36

Teilrevision eidgenössisches Wasserrechtsgesetz (WRG); Stellungnahme

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Gerne nehmen wir zur laufenden Vernehmlassung zur Teilrevision des eidgenössischen Wasserrechtsgesetzes (WRG) wie folgt Stellung:

Der Gemeinderat Glarus unterstützt die von der Regierungskonferenz der Gebirgskantone verfasste Stellungnahme vom 28. August 2017 und schliesst sich dieser vollumfänglich an.

Als eine der drei Gemeinden des Kantons Glarus stellt sich der Gemeinderat ganz klar gegen eine generelle Senkung des Wasserzinsmaximums von heute 110 Franken pro Bruttokilowatt auf neu 80 Franken pro Bruttokilowatt, zumal nicht bekannt ist, welche weitere Anpassungen die vom Bundesrat vorgesehene langfristige Lösung mit sich bringt. Die durch eine Senkung des Wasserzinsmaximums verursachten Einnahmeverluste haben direkte und indirekte negative Folgen auf die Finanzen der Glarner Gemeinden, welche in unserer Beurteilung nicht durch andere Gründe gerechtfertigt werden können.

Wir danken Ihnen, sehr geehrte Frau Bundespräsidentin sowie Damen und Herren Bundesräte, für die Beachtung unserer Stellungnahme.

Freundliche Grüsse

Gemeinde Glarus
Gemeinderat


Christian Marti
Gemeindepräsident

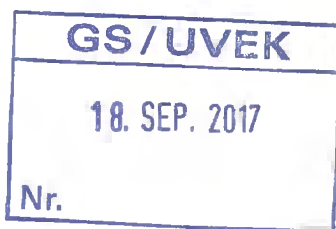

Max Widmer
Gemeindeschreiber

Kopie an: - Gemeinderat (Mappe)
- Landammann Dr. Rolf Widmer, Departement Finanzen und Gesundheit



Commune de Bagnes
Greffé communal
Route de Clouchèvre 30
1934 Le Châble VS

N° tél. 027 / 777 11 00
Fax 027 / 777 11 01
www.bagnes.ch



Département Fédéral de
l'Environnement, des transports,
de l'Energie et de la
communication, DETEC
Mme Doris Leuthard
Présidente de la Confédération
Kochergasse 6
3003 Berne

N/réf. FPN-SGN
N° tél. 027/777.12.34
e-mail s.grosjean@bagnes.ch

V/réf.

Date 15 septembre 2017

Révision de la Loi Fédérale sur les Forces Hydrauliques

Madame la Présidente, Chère Madame,

La Commune de Bagnes a analysé ladite Loi. Elle est arrivée à la conclusion qu'elle ne pouvait pas l'accepter.

Elle considère les redevances non pas comme une subvention, mais bien comme une juste compensation pour la mise à disposition des Sociétés électriques d'un bien de plus en plus rare : l'eau.

De plus, elle constate que diminuer les redevances réduirait de façon importante sa marge d'autofinancement, tout comme celle des autres Communes ayant concédé leur eau. Outre que cela induirait une baisse sensible de l'activité économique, cette décision serait contraire à la politique voulue par la Confédération, qui entend soutenir les régions périphériques et de montagne à l'aide notamment de la NPR.

Finalement, elle considère également que le nouveau modèle de marché, aujourd'hui encore méconnu, soulève trop d'incertitudes pour accepter, pour une durée de 3 ans, une telle révision.

En conclusion, la Commune de Bagnes refuse la nouvelle Loi Fédérale sur les Forces Hydrauliques.

Nous vous souhaitons d'ores et déjà une bonne réception de la présente et vous prions d'agréer, Madame la Présidente, Chère Madame, nos salutations distinguées.

Commune de Bagnes

Elói Rossier
Président de Commune

Frédéric Perraudin
Secrétaire communal



Frau Bundesrätin
Doris Leuthard
Vorsteherin UVEK
Kochergasse 6
3003 Bern

Kippel, 19. September 2017 sj

Stellungnahme Entwurf für die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes

Sehr geehrte Frau Bundesrätin
Sehr geehrte Damen und Herren

Die geplante Reduktion des Wasserzinsmaximums führt für unsere Gemeinde zu einem beträchtlichen Einnahmenausfall. Für unsere finanzschwache Gemeinde ist dieser unnötige und nicht nachvollziehbare Einnahmenverlust nicht tragbar, da der finanzielle Spielraum bereits durch die beschlossene Reduktion des Finanzausgleichs stark eingeengt wird. Die knappen Gemeindefinanzen machen es daher immer schwerer die Standortattraktivität aufrecht halten zu können. Zur Finanzierung von Massnahmen gegen die Entvölkerung der Bergdörfer und Bergregionen sind Gemeinden, wie die unsere, auf neue und nicht auf noch weitere Kürzungen von sicheren Einnahmequellen angewiesen. Aus diesem Grund schliessen wir uns der Stellungnahme zum Entwurf für die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes der Regierungskonferenz der Gebirgskantone an und unterstützen deren Einwände.

Wir bitten den Bundesrat die Anliegen auch von uns kleinen Berggemeinden bei der Überarbeitung dieser Gesetzesvorlage zu berücksichtigen.

Freundliche Grüsse

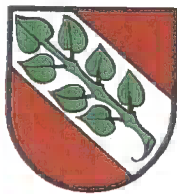
GEMEINDEVERWALTUNG KIPPEL

Reinhard Tannast
Präsident

Siegmund Jungkunz
Gemeindeschreiber



AUGIO



ROSSA



S. DOMENICA

TEL. +41(0)91 828 13 47
FAX +41(0)91 828 13 37

MUNICIPIO DI ROSSA (GR)

GS/UVEK

20. SEP. 2017

Nr.

Raccomandata

Onorevole
Doris Leuthard
Dipartimento federale
dell'ambiente, dei
trasporti, dell'energia e
delle comunicazioni
3000 Berna

Rossa, 19 settembre 2017

Consultazione sull'aliquota massima del canone d'acqua 2020-2022

Stimata Signora Consigliera Federale

Dichiariamo di sostenere in pieno la presa di posizione della Comunità di interessi dei comuni concessionari (IBK) per quanto riguarda la revisione della Legge sulle forze idriche.

La preghiamo urgentemente di mantenere l'aliquota massima del canone d'acqua al livello attuale e di prolungare la regola vigente fino all'entrata in vigore di un nuovo modello del mercato energetico (2023).

Per il nostro Comune il canone d'acqua ha una particolare importanza.

Cordiali saluti.

MUNICIPIO DI ROSSA

Il Sindaco

G. Zanardi



La segretaria :

A. Calissi



AUGIO



ROSSA



S. DOMENICA

TEL. +41(0)91 828 13 47
FAX +41(0)91 828 13 37

MUNICIPIO DI ROSSA (GR)

6548 ROSSA

19.09.17 17:45
CH - 6542
Buseno



0.014 kg

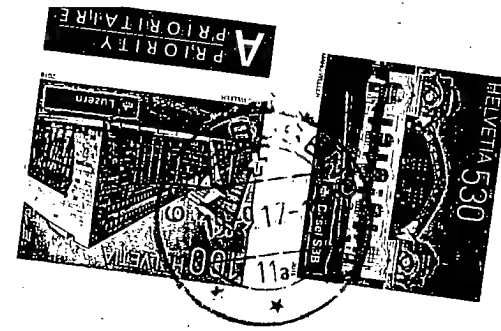


R

Recommandé



98.00.654200 01912985



Raccomandata

Onorevole
Doris Leuthard
Dipartimento federale
dell'ambiente, dei
trasporti, dell'energia e
delle comunicazioni



Saas-Grund, 19. September 2017



Frau Bundesrätin
Doris Leuthard
Vorsteherin UVEK
Kochergasse 6
3003 Bern

Entwurf für die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes - Stellungnahme

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Der Bundesrat hat im Juni 2017 das Vernehmlassungsverfahren betreffen die Revision des Wasserrechtsgesetzes eröffnet. Wir haben die Unterlagen eingehend geprüft und nehmen wie folgt Stellung:

Der Entwurf für die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes sieht unter anderem während der Übergangszeit von 2020 bis 2022 eine generelle Reduktion des Wasserzinsmaximums von derzeit CHF 110.-- auf CHF 80.-- pro Kilowatt Bruttoleistung vor. Diese Reduktion ist weder sachlich noch politisch gerechtfertigt und die Gemeinde Saas-Grund lehnt sie deshalb entschieden ab. Auch dass die vorgeschlagene Senkung „als vorbereitende Anpassung vor einer langfristigen Lösung zu sehen ist“ können wir nicht akzeptieren.

Die aktuell schwierige Marktlage für den Absatz von Strom aus Schweizer Produktion ist wesentlich mitversursacht durch die verfehlte Förderpolitik im Ausland. Der Wasserzins gehört nicht zu den Ursachen dieser Entwicklungen. Deshalb ist es im Zusammenhang mit der Ursachenbekämpfung auch falsch, beim Wasserzins ansetzen zu wollen. Damit würden nämlich alleine die Wasserkraftkantone den Preis für den Ausgleich der Marktverzerrungen bezahlen.

Für die Gebirgskantone zusammen hätte die Reduktion der Wasserzinsen einen bedeutenden Einnahmenverlust von jährlich CHF 106 Mio. zur Folge, davon CHF 44 Mio. allein für den Kanton Wallis und die Walliser Gemeinden. Auch bei der Gemeinde Saas-Grund steuern die Wasserzinsen einen grösseren Anteil an den Gesamteinnahmen bei und sind somit von sehr wichtiger Bedeutung.

Bei den Standortgemeinden handelt es sich sehr oft um strukturschwache Gemeinden. Diese könnten ohne die Wasserzinseinnahmen ihr Leistungsniveau zu Gunsten der Bevölkerung nicht aufrechterhalten. Die Gemeinden würden für die Bevölkerung und Wirtschaft weniger attraktiv, Abwanderungstendenzen würden verstärkt oder müssten mit zusätzlichen Mitteln aus dem kantonalen Finanzausgleich oder anderen Unterstützungsmassnahmen kompensiert werden. Die vom Bundesrat vorgeschlagene Senkung der Wasserzinsen hätte somit erhebliche negative Auswirkungen auf die Berggebiete und somit auch auf die Gemeinde Saas-Grund. Von der Reduktion der Wasserzinsen wären aber alle Walliser Gemeinden direkt oder indirekt betroffen, da sich Einnahmenverluste auch im Rahmen des interkommunalen Finanzausgleichs niederschlagen. Im Übrigen unterstützen wir die Stellungnahme der Regierungskonferenz der Gebirgskantone vom 28. August 2017 vollumfänglich.

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit zur Stellungnahme und bitten Sie, die berechtigten Interessen der Walliser Gemeinden zu berücksichtigen.

Freundliche Grüsse

Gemeindeverwaltung Saas-Grund

Bruno Ruppen
Gemeindepräsident

Sandro Kalbermatten
Gemeindeschreiber



Gemeinde Saas-Grund
Saastalstrasse 390
Postfach 43
CH-3910 Saas-Grund

Tel. +41 (0)27 957 24 31

info@3910.ch
www.3910.ch



Comune di Castaneda

CH-6540 Castaneda

Tel. 091 827 12 31

Fax 091 827 42 31

Ccp 65-5690-7

www.castaneda.ch

cancelleria@castaneda.ch

GS / UVEK

22. SEP. 2017

Nr.

**Onorevole
Presidente della Confederazione
Doris Leuthard
Direttrice DATEC
Kochergasse 6
3003 Berna**

Castaneda, 20 settembre 2017

Consultazione sull'aliquota massima del canone d'acqua 2020-2022

**Onorevole Presidente della Confederazione,
Gentili Signore e Signori,**

in riferimento alla consultazione citata a margine con la presente vi comunichiamo che l'Esecutivo comunale di Castaneda, durante la seduta dello scorso 11 settembre, ha deciso di sostenere la presa di posizione della Comunità di interessi dei comuni concessionari (IBK) per quanto riguarda la revisione della Legge sulle forze idriche.

Visto quanto sopra vi invitiamo quindi a mantenere l'aliquota massima del canone d'acqua al livello attuale e di prolungare la regola vigente fino all'entrata in vigore di un nuovo modello del mercato energetico (2023).

Per il nostro Comune il canone d'acqua ha una particolare importanza.

Ringraziamo per averci concesso la possibilità di esprimere il nostro parere e chiediamo al Consiglio Federale di tenere in debita considerazione le argomentazioni prodotte con la presa di posizione citata.

Con ossequio.

MUNICIPIO DI CASTANEDA

Il Sindaco:

A. Savioni
A. Savioni

Il Segretario:

M. Scalmazzi
M. Scalmazzi





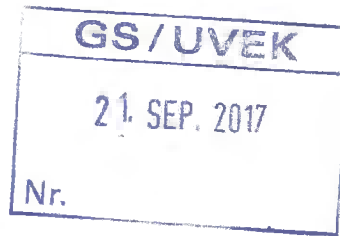
Gemeinde Gondo-Zwischbergen

3907 Gondo/Wallis

Tel. 027 979 15 01

Fax: 027 979 14 89

gemeinde-zwischbergen@rhone.ch



3907 Gondo, 20. September 2017

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie, und
Kommunikation UVEK
Frau Doris Leuthard
Bundespräsidentin
Kochergasse 6
3003 Bern

Wasserkraftstrategie: keine Senkung der Wasserzinsen

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin Leuthard

Die Gemeinde Zwischbergen verfolgt die Diskussionen rund um die Energiestrategie sehr aufmerksam und mit grosser Besorgnis. Als Standortgemeinde der Wasserkraftzentralen Gondo und Tannwald und einer durchschnittlichen Stromproduktion von jährlich 239 Millionen Kilowattstunden tragen ihre Wasser zur sauberen Stromversorgung der Schweiz bei. Durch ihren Präsidenten Roland Squaratti ist die Gemeinde im Vorstand der konzedierenden Gemeinden des Kantons Wallis (ACC) vertreten. Mit Vizepräsidenten Paul Fux ist der langjährige Direktor der Elektrizitätswerke von Brig-Glis und Umgebung mit der Materie sehr vertraut.

Die ACC und die Gemeinde Zwischbergen unterstützen die Stellungnahme der Regierungskonferenz der Gebirgskantone vollumfänglich. Für unsere Gemeinde sind folgende Punkte erwähnenswert:

Jahr	Ertrag	Wasserzins	Anteil in %
2012	Fr. 2'476'901	Fr. 916'542	37.0
2013	Fr. 2'299'627	Fr. 1'027'804	44.7
2014	Fr. 2'939'458	Fr. 1'104'164	37.6
2015	Fr. 2'356'929	Fr. 1'227'193	52.1
2016	Fr. 2'031'845	Fr. 979'901	48.2
Total	Fr. 12'104'760	Fr. 5'255'604	43.4

1. Der Anteil Wasserzinsen an den Bruttoeinnahmen der Gemeinde betrug im Durchschnitt der letzten fünf Jahre 43%.
2. Die Herabsetzung auf Fr. 80.00 hat enorme finanzielle Auswirkungen auf die Berggemeinden.
3. Die Gemeinde hat damals mit Blick auf Arbeitsstellen im Berggebiet den Boden für Staumauer und Stauseen unentgeltlich zur Verfügung gestellt. Nun sollen diese im grossen Masse wieder abgebaut werden.
4. Der Wasserzins ist keine Subvention, sondern der Kaufpreis der Ressource Wasser.
5. Die bereits arg gebeutelten Konzessionsgemeinden müssen für andere Verursacher der Klimaerwärmung, welche nicht im Berggebiet wohnen, einen hohen Preis für die Sicherheit der eigenen Bevölkerung und deren Infrastruktur zahlen. Allein diese aufrecht zu erhalten, wird in den kommenden Jahren eine Herausforderung.

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin, diese nicht abschliessend formulierten Sorgen und Argumente unserer Gemeinde mögen Sie zu überzeugen, den Wasserzins nicht zu senken.

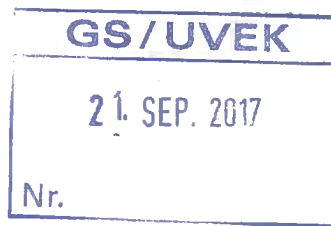
Freundliche Grüsse

Gemeindeverwaltung
Gondo-Zwischbergen

Roland Squaratti
Gemeindepräsident



Lukas Zenklusen
Gemeindeschreiber



Frau Bundespräsidentin
Doris Leuthard
Vorsteherin UVEK
Kochergasse 6
3003 Bern

Ilanz/Glion, 20/09/2017 / dmm

Vernehmlassung Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin Leuthard
Sehr geehrte Damen und Herren

Die Gemeinde Ilanz/Glion als Zentrumsgemeinde der Region Surselva verfolgt mit einiger Besorgnis die Diskussionen um die künftige Regelung der Wasserzinsen. Wie viele andere Gemeinden unserer Region und des Kantons ist auch unsere Gemeinde auf die Einnahmen aus den Wasserzinsen angewiesen. Eine Reduktion oder gar eine Aufhebung dieser Entschädigung für die Ressource Wasser hätte katastrophale Folgen für unsere Region. Wir zählen deshalb auf die seit Jahrzehnten gelebte Solidarität in unserem Lande.

Die Gemeinde Ilanz/Glion unterstützt deshalb vollumfänglich die Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020) sowie auch die kantonale Sicht gemäss Vernehmlassung der Regierungskonferenz der Gebirgskantone bzw. der Regierung des Kantons Graubünden.

Wir ersuchen Sie dringend, die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

Freundliche Grüsse

Gemeinde Ilanz/Glion

Aurelio Casanova
Gemeindepräsident

Michael Spescha
Leiter Kanzlei

Kopie:

- Regierung des Kantons Graubünden, Reichsgasse 30, 7001 Chur
- Herr Reto Jörgler, Sekretariat IBK, Postfach 70, 7132 Vals

Gemeinde Mels

Gemeinderat
Rathaus, Platz 2
Postfach 102
8887 Mels

Telefon 081 725 30 15

Mail stefan.bertsch@mels.ch
Website www.mels.ch



Bundesamt für Energie
Sektion Wasserkraft
3003 Bern

Mels, 20. September 2017

Revision des Wasserrechtsgesetzes, Vernehmlassung der Gemeinde Mels

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 22. Juni 2017 an die Kantonsregierungen eröffneten Sie die Vernehmlassung zur vorgesehenen Änderung des Wasserrechtsgesetzes (WRG) bezüglich der bundesrechtlichen Wasserzinsregelung für Wasserkraftanlagen. Die Gemeinde Mels ist von der Gesetzesvorlage besonders betroffen. Diese hätte für sie sehr einschneidende Folgen, wie wir im Folgenden darlegen. Deshalb erlaubt sich die Gemeinde Mels, zu der vorgesehenen Revision Stellung zu nehmen. Wir sind Ihnen sehr dankbar für die Gelegenheit zur Stellungnahme und wenn Sie folgende Argumente in Ihre Erwägungen zur Änderung des Wasserrechtsgesetzes aufnehmen:

1. Die Wasserzinsen sollen als eine Entschädigung für die Ressource Wasser dorthin fließen, wo das Wasser gefasst wird.

Die Wasserzinsen sind eine erhebliche Einnahmequelle für gewisse Kantone und Gemeinden. Diese Einnahmen sind direkt an eine Gegenleistung, nämlich die Ressource Wasser, gebunden, die ihren Wert hat. Die Einnahmen sollen dort anfallen, wo die Ressource geschöpft wird. Die Berggebietskantone und -gemeinden würden rund 150 Millionen Franken verlieren, wobei mit der Energiestrategie 2050 des Bundes die Stromkonzerne bereits 120 Millionen Franken jährlich erhalten. Es darf nicht sein, dass die Elektrobranche ihre Gewinne auf Kosten der Gebirgsregionen maximiert, die für ihre Ressourcen dafür weniger ausbezahlt erhalten.



Verdeutlicht wird dies mit folgendem Beispiel:

Als Stromproduzent wird das gemeindeeigene EW Mels mit dem Kraftwerk Chapfensee-Plons bei einer Bruttoleistung von 3764 kW zwar mit Wasserzinsen im Umfang von 414'040 Franken belastet. Die Hälfte davon fliesst heute jedoch zurück nach Mels, wo der "Rohstoff" Wasser "gefasst" wird, in die Kasse der Gemeinde – zusammen mit dem Anteil der Kraftwerke Sarganserland (1'110'900 Franken) und des Kraftwerks Stoffel (138'000 Franken). Mit jährlich rund 1.4 Millionen Franken sind die Wasserzinsen für die Gemeinde Mels eine bedeutende Einnahmequelle. Der Betrag entspricht rund zehn Steuerprozenten. Konsolidiert betrachtet bleiben der Gemeinde Mels nach Abzug der vom EW Mels bezahlten Wasserzinsen und des Anteils, der an die Ortsgemeinden entrichtet wird, rund 834'000 Franken.

2. Wirtschaftlich haben es die Gebirgsregionen generell schwieriger. Die Wasserzinsen wirken in der jetzigen Form ausgleichend.

Die Wasserzinsen fliessen primär in die aus wirtschaftlicher Sicht meist benachteiligten Gebirgsregionen. Die Wasserzinsen sind ein Ausgleich für die Gewinnverschiebung von den Produktions- in die Verbraucherkantone. Eine Reduktion der Wasserzinsen entspräche hingegen einem Finanzausgleich in die falsche Richtung – weg von ohnehin schwachen Bergregionen. Die Berggebiete tragen so die Kosten für die Sanierung der Stromkonzerne der Eigentümerkantone im Mittelland. Es darf nicht sein, dass die Gemeinden im Berggebiet die Rechnung für eine verfehlte Energiepolitik in Europa und insbesondere in Deutschland alleine bezahlen müssen. Die Frage des Wasserzinses kann zudem nicht losgelöst vom zukünftigen Strommarktdesign diskutiert werden. Der Wasserzins muss auf dem bisherigen Niveau von 110 Franken bleiben, bis das neue Strommarktdesign in Kraft ist.

Die Vorlage des Bundesrats sieht eine Übergangsregelung für das Wasserzinsmaximum vor. Es soll in einer Übergangszeit 2020 bis 2022 auf 80 Franken/kWbr herabgesetzt werden. Langfristig möchte man ein flexibles Modell für den Wasserzins festlegen.

Die vorgesehenen Änderungen hätten für Gemeinde Mels folgende Auswirkungen:

In der Übergangszeit resultierten für die Gemeinde Mels Mindereinnahmen von 380'000 Franken/Jahr, was drei Steuerprozenten entspricht. Danach verringerten sich die Einnahmen weiter.

3. Wasserkraft stellt zwar die Versorgungssicherheit unseres Landes sicher. Wasser verursacht aber in den Standortgemeinden z.T. auch immense Kosten. Erwähnt seien beispielsweise der Hochwasserschutz und die Kosten für Unwetterschäden.

Die Wasserkraft generiert nicht nur Einnahmen, mit dem Hochwasserschutz und mit Unwetterereignissen verursacht das Wasser in den Gebirgsregionen auch sehr hohe Unkosten. Mit einer Senkung der Wasserzinsen würde die finanzielle Belastung der Gemeinden verschärft. Dabei gilt es zu berücksichtigen, dass die Unkosten infolge Unwetter steigen mit den Veränderungen der klimatischen Verhältnisse.

Folgendes Beispiel vermag dies zu verdeutlichen:

In der Gemeinde Mels sind die bereits laufenden Massnahmen zum Hochwasserschutz beispielsweise beim Parfannabach (u.a. Stollen zur Ableitung des Wassers in die Seez) mit Kosten von brutto 2.3 Millionen Franken verbunden (netto zu Lasten der Gemeinde 1.5 Millionen Franken). Das Projekt Sanierung Seez schlägt sich 2015 bis 2020 mit Bruttokosten von 2,67 Millionen Franken (netto 945'000 Franken) nieder. Das Projekt Mühlebach Schwendi (Grossereignisse 2015 sowie 2016) ist mit Kosten von brutto 4 Millionen Franken veranschlagt (netto 2 Millionen Franken). Zur Bereinigung der Verhältnisse am Gufelbach in Weisstannen (grosses Ereignis 2016), am Reschubach und am Valenibach, als die weiteren grundlegendsten Handlungsfelder, werden Investitionen von weiteren Millionen Franken netto unumgebar sein. In Weisstannen hängen die akuten Naturgefahren zudem auch mit dem Ausbruch zusammen, der durch den Bau der Stollen der Kraftwerke Sarganserland ins benachbarte Calfeisental abgelagert worden ist. Um die Gemeinden nicht nur an den Kosten, sondern auch am Ertrag der Nutzung der Wasserkraft teilhaben zu lassen, ist die Weiterführung der bisherigen Lösung der Wasserzinsen unerlässlich.

Für die Berücksichtigung unserer Argumente danken wir Ihnen bestens. Wasser ist eine der wertvollsten Ressourcen, die wir haben. Ihr Sorge zu tragen drückt sich auch darin aus, dass man sie wertschätzt. Dies zeigt sich in fairen Wasserzinsen.

Freundliche Grüsse

GEMEINDERAT MELS

Dr. Guido Fischer
Gemeindepräsident



lic. iur. Stefan Bertsch
Gemeinderatsschreiber

Z. K. an

- Baudepartement, Amt für Umwelt, Lämmli Brunnenstrasse 54, 9001 St. Gallen
- Ständerätin Karin Keller-Suter, Postfach 41, 9004 St. Gallen
- Ständerat Paul Rechsteiner, Oberer Graben 44, 9000 St. Gallen
- Nationalrat Thomas Ammann, Buchholzstrasse 3, 9464 Rüthi
- Nationalrat Toni Brunner, Hundsrücken, 9642 Ebnat-Kappel
- Nationalrat Roland Rino Büchel, Rheinstrasse 4, 9463 Oberriet
- Nationalrat Jakob Büchler, Matt 927, 8723 Maseltrangen
- Nationalrat Marcel Dobler, Neue Jonastrasse 38, 8640 Rapperswil
- Nationalrätin Claudia Friedl, Gallusstrasse 6, 9000 St. Gallen
- Nationalrätin Barbara Gysi, Postfach 720, 9501 Wil
- Nationalrätin Barbara Keller-Inhelder, Zürcherstrasse 190, 8645 Rapperswil-Jona
- Nationalrat Thomas Müller, Promenadenstrasse 93, 9400 Rorschach

- Nationalrat Walter Müller, Fanelaweg 2, 9478 Azmoos
- Nationalrat Lukas Reimann, Postfach 540, 9501 Wil
- Nationalrat Markus Ritter, Krans 4, 9450 Altstätten
- Kantonsrat Markus Bonderer, Gulerstrasse 24a, 7320 Sargans
- Kantonsrat Daniel Bühler, Weiligstrasse 28C, 7310 Bad Ragaz
- Kantonsrat Walter Gartmann, Rüfi 61, 8886 Mädris-Vermol
- Kantonsrat Christoph Gull, Tobelbachstrasse 18, 8897 Flumserberg
- Kantonsrat Christof Hartmann, Kronenbungertstrasse 2, 8880 Walenstadt
- Kantonsrat Jens Jäger, Falknisstrasse 18, 7324 Vilters
- Kantonsrat Valentin Rehli, Bahnhofstrasse 37, 8880 Walenstadt
- Kantonsrat Jörg Tanner, Brüelweg 3, 7320 Sargans
- Kantonsrat Joe Walser, Bahnhofstrasse 19a, 7320 Sargans
- Kantonsrat Thomas Warzinek, Schwarzackerstrasse 69, 8887 Mels
- Kantonsrat Erich Zoller, Rathaus, 8883 Quarten
- Gemeinde Bad Ragaz, Rathaus, 7310 Bad Ragaz
- Gemeinde Flums, Rathaus, 8890 Flums
- Gemeinde Quarten, Rathaus, 8883 Quarten
- Gemeinde Pfäfers, Rathaus, 7312 Pfäfers



Vischnaunca Sagogn

Via Vitg dado 23, CH-7152 Sagogn

Tel. +41 81 920 88 00 | Fax +41 81 920 88 09 | E-Mail info@sagogn.ch

www.sagogn.ch

GS / UVEK

25. SEP. 2017

Nr.

Frau
Bundesrätin Doris Leuthard
3000 Bern

Sagogn, 20. September 2017

Vernehmlassung Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrte Frau Bundesrätin

Hiermit erklären wir, die Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020) vollumfänglich zu unterstützen.

Wir ersuchen Sie dringend, die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

Die Wasserzinsen haben für unsere Gemeinde eine ganz besondere Bedeutung.

Freundliche Grüsse

Gemeinde Sagogn

Hans Peter Casutt
Gemeindepräsident

Claudio Cavelti
Gemeindeschreiber



PROTOKOLLAUSZUG

zur 16. Gemeinderatsitzung vom 21. September 2017

7.5.0 Vernehmlassungen

369 **Vernehmlassung: Teilrevision des eidgenössischen Wasserrechtsgesetz** Stellungnahme der Regierungskonferenz der Gebirgskantone

Sachverhalt

Am 21. Juni 2017 hat der Bundesrat die Vernehmlassung zu einer Teilrevision des eidgenössischen Wasserrechtsgesetzes (WRG) eröffnet, die bis zum 13. Oktober 2017 dauert. Dabei schlägt er zur Hauptsache eine generelle Senkung des Wasserzinsmaximums von heute CHF 110.00 pro Kilowattstunde auf neu CHF 80.00 pro Bruttokilowatt vor.

Die Regierungskonferenz der Gebirgskantone hat eine Stellungnahme an den Bundesrat ausgearbeitet und hat diesen den Gemeinden zur Verfügung gestellt. Die Unterlagen werden in einem separaten Mail den Gemeinderatsmitgliedern vor der Sitzung zugesendet.

Erwägungen


Die Gemeinde hat die Möglichkeit, selber eine Stellungnahme ausarbeiten oder die Stellungnahme der Regierungskonferenz zu unterstützen.

Beschluss

Der Gemeinderat begrüsst und unterstützt das Vorgehen der Regierungskonferenz und schliesst sich dem Schreiben der Gebirgskantone an. Die Verwaltung wird die Regierungskonferenz der Gebirgskantone mittels Protokollauszug darüber informieren.

Isenthal, den 21. September 2017

GEMEINDERAT ISENTHAL


Dittli Adrian
Gemeindeschreiber





GS / UVEK

21. SEP. 2017

Nr.

Madame la Présidente
de la Confédération
Doris Leuthard
Cheffe du DETEC
Kochergasse 6
3003 Berne

Nax, le 21 septembre 2017

PROJET DE RÉVISION PARTIELLE DE LA LOI SUR L'UTILISATION DES FORCES HYDRAULIQUES PRISE DE POSITION

Madame la Présidente de la Confédération,
Mesdames, Messieurs,

Par courrier du 22 juin 2017, vous nous avez donné l'occasion de prendre position sur le projet de révision partielle de la loi sur l'utilisation des forces hydrauliques (en particulier le nouveau taux maximum de la redevance hydraulique dès le 1er janvier 2020). Après examen des documents, la Municipalité de Mont-Noble prend position comme suit:

I. RÉSUMÉ

La Municipalité de Mont-Noble considère *par principe* que la coordination, dans le temps et au niveau des contenus, de la conception du nouveau taux maximum de la redevance hydraulique avec le nouveau modèle plus proche de la réalité du marché pour le marché de l'électricité (art. 30, al. 5, LEne) est nécessaire et pertinente. Dans ce sens, elle approuve une réglementation transitoire, dont la durée ne doit pas être liée à un nombre défini d'années, mais à *l'entrée en vigueur du nouveau modèle de marché*, car c'est la seule manière de garantir une véritable coordination entre le modèle de redevance hydraulique et le modèle de marché de l'électricité.

Par contre, la Municipalité rejette catégoriquement la variante principale soumise par le Conseil fédéral, parce qu'elle ne corrige pas les failles du marché suisse de l'électricité, qu'elle est basée sur une analyse erronée des causes à plus d'un égard et que le Conseil fédéral fait ainsi preuve d'un comportement extrêmement contradictoire. Par ailleurs, la variante principale proposée aboutirait à une subvention injustifiée selon le principe dit «de l'arrosoir». Il en résulterait in fine que les cantons hydrauliques compenseraient indirectement la prime de marché, décidée par le peuple avec la nouvelle loi sur l'énergie, qui entrera en vigueur le 1^{er} janvier 2018 et déploiera ses effets dès le 1^{er} janvier 2020. Un point du projet soumis à consultation particulièrement intéressant à relever est que la Confédération exige un geste de toutes les autres parties (propriétaires, consommateurs, cantons hydrauliques), geste qu'elle refuse catégoriquement en ce qui la concerne, bien qu'elle ait déclaré que les forces hydrauliques constituaient le pilier central de la SE 2050.

L'unique objectif de la variante principale proposée est finalement de créer un «point d'ancrage» psychologique pour pouvoir ultérieurement à nouveau abaisser la redevance hydraulique maximale. Cette démarche objectivement et politiquement injustifiée est rejetée catégoriquement par notre Municipalité, qui n'est pas encline à «voir la solution transitoire comme une adaptation préparatoire à une solution à long terme», comme cela est formulé dans le Rapport explicatif (RE ch. 1.3).

Les arguments précités plaident en principe également contre les baisses ponctuelles de la redevance hydraulique (**proposition alternative**). Au sens de la politique de partenariat suivie avec les sociétés d'électricité, la Municipalité de Mont-Noble est néanmoins disposée à examiner des mesures de soutien, lorsque l'exploitant d'une centrale ou son propriétaire connaît de graves difficultés avérées pour la commercialisation du courant produit dans une centrale hydroélectrique spécifique. Pour un tel soutien, le principe suivant doit s'appliquer impérativement : «**Quiconque veut solliciter un soutien au-delà de la prime de marché doit garantir une totale transparence!**» Par ailleurs, les allègements accordés à la communauté bénéficiaire de la redevance hydraulique doivent être **remboursés** lorsque les sociétés réalisent à nouveau des bénéfices (sursis). Dans ce sens, la Municipalité n'exclut pas totalement une réglementation transitoire avec des réductions ponctuelles de la redevance hydraulique (au cas par cas) et soumises à des **conditions requises claires**.

Un fait exceptionnel à relever est qu'un aspect ne faisant pas explicitement partie intégrante de la proposition est mis en discussion. Il est manifeste pour la Municipalité de Mont-Noble que la présentation consultative du **modèle flexible** et les paramètres «indicatifs» mentionnés influenceront la future discussion sur le nouveau modèle de redevance hydraulique maximale. De la même façon, différents modèles pour la nouvelle conception du marché de l'électricité auraient déjà pu être mis en consultation aujourd'hui. Mais il est impossible de porter un jugement sérieux sur un futur modèle de redevance hydraulique maximale sans connaître le futur modèle de marché. La démarche choisie par le Conseil fédéral manque de coordination. La Municipalité ne consentira à une discussion concrète sur le modèle que lorsque la conception du nouveau modèle de marché (art. 30, al. 5, nLEne) sera connue. Pour des questions de principe, la Municipalité renonce donc actuellement à une prise de position plus précise sur le modèle flexible proposé. Mais aujourd'hui déjà, elle définit très clairement les **points essentiels** que tout futur modèle devra en tous cas respecter: une **transparence totale des données de la part des sociétés d'électricité et des autorités de surveillance envers les cantons**, ainsi que la **consignation et la présentation de toute la valeur ajoutée réalisable avec les forces hydrauliques**. La Municipalité de Mont-Noble rejette les propositions éventuelles de solidarisation de la redevance hydraulique par la perception d'un supplément réseau, propositions mises en discussion par des tiers, parce qu'elles sont contraires à la Constitution et au système. Globalement, chaque futur modèle choisi pour la redevance hydraulique maximale devra mettre en place des incitations pour que les communes et les cantons soient encore disposés à octroyer des concessions à l'avenir.

La justification détaillée de nos positions est la suivante (cf. pages suivantes) :

II. PRINCIPES

A. Qu'est-ce la redevance hydraulique?

1. La redevance hydraulique est le *prix à verser pour le droit exclusif d'utilisation des forces hydrauliques* octroyé aux concessionnaires (sociétés exploitant les centrales) en général pour une durée de 80 ans. L'obligation de payer la redevance hydraulique débute avec l'acquisition de la concession par le concessionnaire. Juridiquement, cette rémunération pour l'octroi d'un avantage particulier est considérée comme une taxe causale.

Des rémunérations similaires pour l'utilisation d'une ressource détenue par une collectivité publique existent par exemple pour les carrières, les gravières et pour d'autres utilisations des eaux publiques (production de chaleur, refroidissement, irrigation, etc.).

2. Contrairement à une idée fausse largement répandue, la redevance hydraulique n'est donc ni une subvention ni un impôt, mais le prix d'une ressource (juridiquement : taxe causale). C'est pourquoi la Municipalité de Mont-Noble refuse les propositions visant à transformer la redevance hydraulique en subvention ou en impôt, ce qui serait par exemple le cas, si la redevance hydraulique devait être financée par un supplément réseau (à l'instar de la «Rétribution à prix coûtant du courant injecté»), comme cela a déjà été communiqué. Juridiquement, le supplément réseau est une taxe compensatoire avec une affectation déterminée. Avec un financement de la redevance hydraulique par le supplément réseau, celui-ci (avec la redevance hydraulique) deviendrait un impôt affecté à un but précis. A cette fin, une base légale dans la Constitution fédérale fait néanmoins défaut. Ces propositions sont donc non seulement contraires à la cause, mais surtout contraires à la Constitution.

B. Quelle est l'origine de la redevance hydraulique maximale?

3. A la fin du 19^e siècle, pour la première fois, l'électricité a été acheminée sur de grandes distances. Dès lors, l'intérêt pour l'utilisation de l'énergie hydraulique a brusquement augmenté. L'industrie naissante du Plateau et la construction d'infrastructures ferroviaires voulaient être approvisionnées en courant bon marché. Il en est résulté une zone conflictuelle entre la production d'électricité aux prix les plus bas possibles et les recettes des collectivités publiques détentrices de la souveraineté des eaux. Craignant que l'utilisation des forces hydrauliques soit considérablement entravée par les redevances hydrauliques trop élevées et par d'autres services, le Parlement a décidé d'introduire un prix plafond pour la redevance hydraulique. La redevance hydraulique maximale est donc un prix plafond *réglementé par l'Etat* pour la promotion de l'industrialisation et de l'électrification du pays. Le premier taux maximum fédéral de la redevance hydraulique a été fixé en 1916 sur la base des redevances hydrauliques exigées jusqu'alors par les cantons. En acceptant cette limitation, les régions de montagne ont grandement contribué au développement de l'industrie suisse et des sites industriels. En contrepartie, les communes et cantons de montagne ont pu générer des recettes pour réaliser des aménagements et promouvoir un développement économique. La redevance hydraulique maximale est donc fondée sur un juste équilibre entre les intérêts des propriétaires de la ressource naturelle qu'est l'énergie hydraulique, et ceux de l'économie nationale.

C. La valeur de l'eau a fortement évolué

4. Au cours du siècle passé, la valeur de la ressource qu'est l'énergie hydraulique a fortement évolué à plus d'un égard. La qualité énergétique des différents types d'énergie électrique produits par les forces hydrauliques s'est considérablement affinée. L'importance de la précieuse énergie de pointe et celle des produits de courant écologique à prix élevés en sont deux exemples. Aujourd'hui, la population est aussi nettement plus sensible à la consommation du paysage et aux changements environnementaux qu'au début du 20^e siècle. Actuellement, la protection du paysage et des éléments du paysage ainsi que la production électrique si possible renouvelable sont des intérêts publics qui, entretemps, ont été intégrés à la Constitution et à la loi. Il faut également noter à ce propos que la Confédération opère un prélèvement en faveur de l'environnement sur la redevance hydraulique, afin d'indemniser les communes incapables d'exploiter l'énergie hydraulique parce que leur paysage a été placé sous protection nationale (art. 49, al. 1 et art. 22, LFH). D'autre part, la production d'électricité issue des forces hydrauliques constitue depuis toujours le pilier central pour la sécurité de l'approvisionnement de notre pays. Suite à l'acceptation par le peuple le 21 mai 2017 de la SE 2050 et de la sortie progressive du nucléaire, l'énergie hydraulique a encore gagné en importance. En sus du renchérissement, la valeur de l'eau a nettement augmenté au siècle passé pour d'autres raisons essentielles. Le prix actuel de CHF 110.00/kW_{th} est donc tout à fait justifié.

D. Forte diminution des postes de travail

5. Les communes et les cantons de montagne ont octroyé des concessions pour l'utilisation des forces hydrauliques parce que les sociétés d'électricité avaient promis la création de postes de travail. Au début, des emplois ont effectivement été créés. Mais en raison de la digitalisation et d'autres mesures de rationalisation, nombre de postes de travail indispensables pour l'exploitation des centrales ont été supprimés et/ou délocalisés. Aujourd'hui, les centrales alpines sont gérées par les centres de coordination de groupes situés à Zurich, Baden, Olten ou Berne. L'entretien des centrales est majoritairement assuré par des équipes ou fournisseurs mobiles, respectivement des partenaires externes et non plus par des collaborateurs permanents sur place. Il en est de même pour le réseau. Au fil du temps, l'importance des sociétés d'électricité en tant qu'employeurs dans les vallées et partant une contrepartie essentielle pour les concessions octroyées s'est donc fortement relativisée.

E. Élément clé: transparence totale des données

6. Selon le modèle de redevance hydraulique actuellement en vigueur avec un taux forfaitaire maximum, les concessionnaires annoncent aux cantons uniquement la production annuelle de la centrale hydroélectrique, ce qui détermine la redevance hydraulique due pour l'année de production. Par contre, les concessionnaires et les propriétaires à l'arrière-plan ne doivent divulguer aucune donnée sur les coûts de revient ou sur les recettes générées par la production de courant hydraulique (valeur ajoutée). Le remplacement du modèle de redevance hydraulique par un modèle avec rente de ressource ou la réduction ponctuelle de la redevance hydraulique comme mesure de soutien au cas par cas seraient une contrepartie importante qui impliquerait obligatoirement la divulgation de ces données. Une rente de ressource équitable requiert la transparence totale des données de la part des entreprises de fourniture d'électricité et subsidiairement, des autorités de surveillance. L'asymétrie actuelle des informations entre d'une part le concessionnaire et ses propriétaires et d'autre part les cantons et les communes lors de la mise en œuvre d'éventuels nouveaux modèles doit donc être impérativement et totalement compensée.

III. RÉGLEMENTATION TRANSITOIRE POUR LA REDEVANCE HYDRAULIQUE MAXIMALE (art. 49, al. 1 et 1bis)

A. Coordination pertinente entre la redevance hydraulique maximale et le nouveau modèle de marché

7. D'ici à 2019, le Conseil fédéral doit soumettre à l'Assemblée fédérale le projet d'un nouveau modèle de marché de l'électricité «plus proche de la réalité du marché» (art. 30, al. 5, nLEne¹). C'est pourquoi l'administration fédérale élabore actuellement les éléments de base à mettre en consultation l'année prochaine. Le futur modèle de marché servira de base à la conception du futur modèle de redevance hydraulique. Une prise de position sérieuse sur un nouveau modèle de redevance hydraulique maximale n'aurait pas été possible sans connaître le nouveau modèle de marché. Par conséquent, nous estimons que la coordination proposée, dans le temps et au niveau des contenus, avec le nouveau modèle de marché, est par principe nécessaire et pertinente.

¹ L'art. 30, al. 5, de la nouvelle LEn est libellé comme suit :

« 5 D'ici 2019, le Conseil fédéral soumet à l'Assemblée fédérale un projet d'acte visant à introduire, au plus tard au moment de l'expiration des mesures de soutien du système de rétribution de l'injection, un modèle proche de la réalité. » Le système de rétribution de l'injection prendra fin le 31 décembre de la cinquième année qui suit l'entrée en vigueur de la nouvelle loi sur l'énergie, soit probablement le 31 décembre 2022.

B. Refus catégorique de la réglementation transitoire proposée

8. **La Municipalité de Mont-Noble refuse catégoriquement** le projet concret proposé dans les documents de consultation pour la réglementation transitoire, car pour les raisons ci-après, une baisse du taux maximum actuel de la redevance hydraulique ne se justifie pas, ni matériellement, ni politiquement:

1. Une analyse erronée des causes engendre une proposition erronée comme variante principale

9. Le Rapport explicatif (RE) sur la révision partielle de la loi sur l'utilisation des forces hydrauliques (LFH) indique les processus qui influencent le marché énergétique national et international ainsi que les évolutions des prix et entraînent ainsi une distorsion complète du marché de l'électricité. Il s'agit pour l'essentiel de décisions politiques ou de l'absence de décisions politiques. Il est donc complètement faux de prétendre que la redevance hydraulique sape la compétitivité et la valeur intrinsèque de l'énergie hydraulique. La redevance hydraulique n'est pas la cause de ces évolutions. C'est donc aussi une erreur, dans la recherche des causes, de vouloir montrer du doigt la redevance hydraulique et de laisser les cantons hydrauliques payer le prix de la compensation des distorsions du marché.
10. A l'avenir, la mission principale du Conseil fédéral et du Parlement fédéral est donc de pallier les distorsions du marché de l'électricité, afin que les forces hydrauliques puissent à nouveau se défendre d'égal à égal contre leurs concurrents. Pour ce faire, il faut une vérité des coûts de tous les types de production d'électricité et partant une internalisation des coûts externes non intégrés jusqu'à présent. Avec une politique pragmatique, c'est une entreprise complexe et sans doute de longue haleine, car plusieurs Etats de l'UE protègent leurs propres formes de production par des mesures protectionnistes évidentes ou déguisées. Il est donc incompréhensible que la Suisse ne protège pas aussi son énergie hydraulique propre et renouvelable jusqu'à ce qu'elle puisse vraiment se défendre d'égal à égal sur le marché européen.

2. Tentative inacceptable de prise d'influence

11. Comme indiqué précédemment, l'article 30, alinéa 5, de la nLEne exige du Conseil fédéral l'élaboration d'un «modèle proche de la réalité du marché» pour le marché suisse de l'électricité. A contrario, le souverain estime donc aussi que le système de marché actuel est *éloigné du marché*. Dans le meilleur des cas et selon la conception concrète, un nouveau modèle de redevance hydraulique maximale peut se justifier si la nouvelle conception du marché de l'électricité mène à davantage de marché, mais pas la réglementation transitoire proposée. Il est donc erroné et illogique sur la base d'une analyse des causes correctement interprétée que le Conseil fédéral explique que la réglementation transitoire doit «être vue comme une adaptation préparatoire à une solution à long terme qui doit être assurée à l'avenir par la flexibilisation de la redevance hydraulique» (ch. 1.3 du RE). Sur la base des connaissances actuelles, cette conclusion est inadmissible.
12. Avec une argumentation identique, le Conseil fédéral aurait aussi pu mettre en consultation des propositions «indicatives» pour la future conception du marché, d'autant plus que de nombreuses propositions avaient déjà été analysées et discutées au sein de l'administration fédérale et à l'extérieur. Mais le Conseil fédéral ne l'a pas fait, au contraire du modèle de redevance hydraulique.

13. Avant donc de pouvoir statuer sur une modification du taux maximum actuellement en vigueur de la redevance hydraulique, il faut disposer d'une base de données totalement transparente et du nouveau modèle de marché de l'électricité. Ce n'est qu'alors qu'on pourra effectivement se prononcer sur la nécessité et éventuellement sur l'ampleur des adaptations du modèle de redevance hydraulique.
14. Le projet de réglementation transitoire présenté dans les documents de consultation donne l'impression que le Conseil fédéral est déjà convaincu, malgré les effets d'un futur modèle de marché sur le marché et sur les prix, que la future redevance hydraulique maximale devra être considérablement réduite. S'appuyer sur une opinion manifestement préconçue et sans base solide pour proposer une réglementation transitoire témoigne d'un fort manque d'objectivité et est inacceptable pour la Municipalité de Mont-Noble.

3. Argumentation incohérente de la part du Conseil fédéral

15. Lors de la session de juin 2017, le Conseil fédéral s'est farouchement opposé aux projets visant un renforcement rapide des forces hydrauliques considéré comme une mesure politico-économique inadmissible. Il ne serait pas acceptable de soulager certaines entreprises tout en chargeant les ménages et les PME. La Présidente de la Confédération, Doris Leuthard, en tant que cheffe de département compétente et au nom du Conseil fédéral, a déclaré ce qui suit :
«Nous ne sommes pas là pour sauver des entreprises, ni pour réparer les mauvaises décisions de gestionnaires sur le dos des contribuables. La Confédération n'est pas là pour résoudre les problèmes de crédits trop élevés. Il s'agit avant tout de tâches incombant aux entreprises. On s'en occupe et on a réorganisé les entreprises. C'est en cours. C'est pourquoi je pense vraiment que la proposition Wasserfallen ne vise pas à remettre ce problème aux calendes grecques. Comme la Commission le souhaitait, il dit que nous devons faire quelque chose, mais que la justification pour les entreprises ne peut pas être que politico-économique. Il faut aussi une justification en politique énergétique et que ça joue pour les consommateurs payeurs. Il faut une solution durable». (Bulletin officiel, session d'été 2017 du Conseil national, deuxième séance, 30 mai 2017, 08 h 00; affaire 16.035).
16. A la question du Conseiller national Beat Jans, de savoir si le DETEC est prêt à jouer la transparence, à mener une enquête auprès de tous les exploitants de centrales hydroélectriques suisses et à exiger que leurs chiffres soient divulgués, la cheffe de département a répondu ce qui suit au nom du Conseil fédéral :
«Nous n'avons aucune base légale pour faire cela. Je ne peux quand même pas demander à toutes les entreprises de me soumettre leurs bilans et leur comptabilité. Elles peuvent le faire volontairement. Vous partez maintenant du principe que toutes les centrales hydroélectriques sont au bord de la faillite. Je ne peux pas le confirmer, ni le démentir. Nous disposons – et c'est le fait de votre sous-commission d'alors présidée par le Conseiller national Grunder - de certaines données anonymisées sur les coûts de l'énergie hydraulique. Elles étaient anonymisées, si tout est juste, nous ne pouvons pas le vérifier, car la Confédération, l'Etat n'a pas le droit d'avoir un œil sur les entreprises de droit privé et de demander tous les détails; ce n'est pas possible. Les propriétaires – autrement dit les cantons et les communes – pourraient le faire, mais les données n'ont jusqu'à présent pas été mises à notre disposition. C'est pourquoi la base de données est incomplète, là je suis d'accord avec vous. Mais nous ne pouvons pas simplement, seulement parce que ça serait intéressant, exiger maintenant les bilans des entreprises avec tous les détails, demander ce qui génère des coûts et à hauteur de quel montant, ce qui est rentable et ce qui n'est pas rentable. Par conséquent, je crois, avant de devoir donner un coup de pouce aux entreprises – cela a déjà été discuté -, qu'il faudrait exiger qu'elles divulguent leurs chiffres. (...)» (Bulletin officiel, session de juin 2017 du Conseil national, deuxième séance, 30 mai 2017, 08 h 00; affaire 16.035).

17. Par courrier du 27 juin 2017, l'Office fédéral de l'énergie a effectué un sondage auprès de tous les aménagements hydroélectriques pour avoir accès à leurs données. Il est regrettable que le sondage se limite uniquement aux coûts et laisse complètement de côté l'aspect des revenus.

Dans son rapport à l'intention de la CEATE du Conseil national, où elle analyse la situation financière des entreprises de fourniture d'électricité, la Commission fédérale de l'électricité (EiCom) estime que l'aspect des revenus doit aussi être intégré aux considérations sur la rentabilité (cf. article «Malt die Strombranche zu schwarz?» («La branche de l'électricité peint-elle le diable sur la muraille?») dans la NZZ du 8 juillet 2017).

18. Bien que le Conseil fédéral ait rejeté les mesures politico-économiques devant le Conseil national, bien que le Conseil fédéral réfute la responsabilité de l'Etat pour le sauvetage des entreprises et bien que le Conseil fédéral déclare ne pas disposer de bases de données fiables sur la rentabilité des centrales hydroélectriques, il propose, trois semaines après les débats au Conseil national, dans les documents de consultation à évaluer, une baisse de la redevance hydraulique maximale comme réglementation transitoire, cela en arguant qu'il faut «*un allègement pour les exploitants en plus de la prime de marché*» (ch. 1.3 du RE). Ce procédé est incohérent et la Municipalité de Mont-Noble le prend comme un affront; en fin de compte, une mesure politico-économique serait subrepticement introduite, à la différence qu'elle porterait désormais unilatéralement préjudice aux communes et aux cantons de montagne et qu'en contrepartie, elle soulagerait totalement la Confédération, les autres cantons et tous les autres acteurs. De toute façon, il n'y a aucune explication matérielle et il est incompréhensible que les mesures politico-économiques soient tout à coup justifiées par la baisse proposée de la redevance hydraulique, alors qu'elles avaient été rejetées avec véhémence seulement trois semaines auparavant.
19. La réglementation transitoire proposée pour la redevance hydraulique par le Conseil fédéral est donc en contradiction avec sa propre attitude adoptée seulement trois semaines auparavant avant l'ouverture de la consultation au Conseil national. Par conséquent, la Municipalité de Mont-Noble insiste avec force pour que le Conseil fédéral adopte une attitude cohérente et fiable. La baisse de la redevance hydraulique proposée, qui explicitement doit encore servir d'«*adaptation préparatoire pour une solution à long terme*», bien que les bases pour la future conception du marché fassent encore défaut, n'est rien d'autre qu'une mesure politico-économique, à laquelle le Conseil fédéral s'était farouchement opposé lors de la session de juin.

4. Subvention selon le principe dit «de l'arrosoir» injustifiée

20. Dans le RE, le Conseil fédéral confirme qu'environ 50 % de la production d'énergie hydraulique sont vendus pour l'approvisionnement de base, où s'applique, comme on le sait, le principe des coûts de revient, et où *tous les coûts sont couverts*. C'est pourquoi, par définition, cette part d'énergie hydraulique ne connaît pas de problèmes de rentabilité et n'a donc pas besoin d'une baisse de la redevance hydraulique. En conséquence, la variante principale proposée pour la réglementation provisoire apparaît comme une subvention tout à fait superflue selon le principe dit «de l'arrosoir», du moins à hauteur de 50 %. Même de ce point de vue, la variante principale proposée n'est pas nécessaire, ni matériellement, ni politiquement. Les problèmes d'exécution avancés dans le RE en faveur de la variante principale et contre une considération différenciée des diverses situations du marché (ch. 1.3 RE) ne suffisent en aucun cas à justifier sérieusement une subvention selon le principe dit «de l'arrosoir».

5. Compensation indirecte de la prime de marché par les cantons hydrauliques

21. Le 21 mai 2017, le peuple a accepté la nouvelle loi sur l'énergie (nLEne) en tant que premier paquet de mesures pour la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050 (SE 2050). La nLEne contient une prime de marché pour les grandes centrales hydroélectriques apportant la preuve qu'elles connaissent des problèmes de rentabilité (preuve de perte). Pour soutenir ces centrales, 0,2 ct./kWh sont perçus auprès des consommateurs, mettant ainsi à disposition environ 120 millions de francs par année. Ces centrales sont par ailleurs libérées de la méthode du prix moyen, ce qui représente un allègement supplémentaire².
22. La baisse de la redevance hydraulique proposée par le Conseil fédéral déboucherait in fine sur une compensation partielle de la redevance de 0,2 ct./kWh perçue auprès des consommateurs. Avant la votation, il n'était pas question d'envisager une telle mesure. Le peuple a approuvé la SE 2050 en ayant conscience de cette charge supplémentaire et a démontré qu'il était prêt à supporter ladite charge. Avec la baisse de la redevance hydraulique proposée, cette décision populaire, selon la proposition du Conseil fédéral, serait subrepticement modifiée aux dépens des cantons hydrauliques, un mois seulement après la votation. Du point de vue des institutions politiques, ce procédé est contestable et intolérable.

6. Symétrie des sacrifices – pas de participation de la Confédération

23. Il est important de noter dans le projet soumis à consultation que la Confédération ne s'implique absolument pas pour résoudre les problèmes de rentabilité, bien que les forces hydrauliques constituent le pilier central de la SE 2050. En d'autres termes: la Confédération exige un geste de toutes les autres parties (propriétaires, consommateurs, cantons hydrauliques), geste qu'elle refuse catégoriquement pour sa part, ce qui est inacceptable. Si certaines forces hydrauliques suisses connaissent manifestement des problèmes de rentabilité d'origine politique, la Confédération doit impérativement, au sens d'une véritable symétrie des sacrifices, également participer à la résolution des problèmes avec ses propres moyens. Si la Confédération veut ainsi s'en tenir à son projet de réglementation transitoire, la Municipalité de Mont-Noble exige qu'elle soumette des projets concrets et efficaces pour intervenir, avec ses propres moyens et au sens de la symétrie des sacrifices, là où cela est nécessaire (c'est-à-dire au cas par cas, auprès des entreprises de fourniture d'électricité en difficulté).

² Fiche d'information de l'OFEN du 21 mars 2017, p. 2, consultable sur :
https://www.uvek.admin.ch/dam/uvek/de/dokumente/energie/faktenblatt5-energiegesetz-wasserkraft.pdf.download.pdf/06_Faktenblatt_5_Wasserkraft.pdf.

7. Durée de la réglementation transitoire

24. La réglementation transitoire proposée est limitée jusqu'à la fin 2022. Par conséquent, le Conseil fédéral compte fermement sur une entrée en vigueur obligatoire du nouveau modèle de marché de l'électricité le 1er janvier 2023, ce qui *peut* être le cas, mais ne *doit* pas l'être. L'élaboration d'un nouveau modèle de marché est difficile. L'expérience a montré que les délibérations seront sujettes à controverse et prendront beaucoup de temps. A ce titre, les processus législatifs pour la LApEI et pour la SE 2050 sont deux cas d'école. Il convient encore de rappeler que le Conseil fédéral, lors de la session de juin, a laissé entendre qu'il disposait de diverses solutions pour le nouveau modèle de marché et que les résultats seraient finalement approfondis à l'automne 2017³. Cependant, selon une circulaire du 20 juin 2017 de l'Office fédéral de l'énergie, il apparaît déjà qu'on ne pourra compter sur un projet soumis à consultation pour une nouvelle conception du marché⁴ *qu'à la fin d'été 2018*. En résumé, il est donc logiquement conseillé de ne pas lier la durée de la réglementation transitoire à un nombre d'années défini, mais à *l'entrée en vigueur* du nouveau modèle de marché. C'est le seul moyen de garantir une véritable coordination.

C. Résumé

25. Sur la base des considérations qui précèdent, nous **proposons** donc de prolonger la disposition actuelle sur la redevance hydraulique jusqu'à l'entrée en vigueur du modèle proche de la réalité du marché conformément à l'art. 30, al. 5, nLEne :

PROPOSITION :

Modification de l'art. 49, al. 1, première phrase :

¹ La redevance hydraulique annuelle ne peut excéder 110 francs par kilowatt théorique ***jusqu'à l'entrée en vigueur du modèle proche de la réalité du marché, conformément à l'article 30, alinéa 5, de la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie (LEne).*** (....)

Modification de l'art. 49, al. 1bis :

Abrogé.

IV. PROPOSITION ALTERNATIVE POUR LA RÉGLEMENTATION TRANSITOIRE (art. 49, al. 1 et 1bis)

A. Introduction

26. Le RE sur la révision partielle – mais pas le texte de loi présenté concrètement – contient pour la réglementation transitoire une proposition alternative. Elle prévoit seulement des réductions ponctuelles de la redevance hydraulique pour les centrales clairement déficitaires et ayant droit à une prime de marché pour les grandes installations hydroélectriques, conformément à l'article 30 LEne.

³ Opinion de la Présidente de la Confédération Doris Leuthard: «C'est pourquoi je pense vraiment que la proposition Wasserfallen ne vise pas à remettre ce problème aux calendes grecques. Comme la Commission le souhaitait, il dit que nous devons faire quelque chose, mais que la justification pour les entreprises ne peut pas être que politico-économique. Il faut aussi une justification en politique énergétique et que ça joue pour les consommateurs payeurs. Il faut une solution durable. Nous ne l'avons pas non plus. Nous avons diverses solutions. Nous en avons fait part à la Commission et nous avons dit: Jusqu'à l'automne, nous aurons approfondi les résultats». (Bulletin officiel, session d'été 2017 du Conseil national, deuxième séance, 30.05.17, 08 h 00; affaire 16.035).

⁴ Lettre du 27 juin 2017 de l'Office fédéral de l'énergie aux cantons concernant la demande des chiffres des centrales hydroélectriques.

B. Attitude fondamentale

27. Les considérations figurant ci-dessus au chapitre III sur l'analyse erronée des causes (ch. III./B./1.), sur la tentative inacceptable de prise d'influence (ch. III./B./2.), sur l'argumentation incohérente du Conseil fédéral (ch. III./B./3.), sur le manque de participation de la Confédération (ch. III./B./5.) et sur la durée de la réglementation transitoire qui n'est pas définie de manière pertinente (ch. III./B./7.) s'appliquent également à la proposition alternative, raison pour laquelle il y est expressément fait référence. Au vu de ce qui précède, il n'est donc en principe pas nécessaire, ni matériellement ni politiquement, de baisser ponctuellement la redevance hydraulique. Dans son analyse du 26 juin 2017 à l'intention de la CEATE du Conseil national, l'EiCom arrive à la conclusion que les éventuelles sous-couvertures peuvent et doivent être assumées par les sociétés.

C. Proposition alternative seulement à des conditions claires

28. Selon la politique de partenariat menée par la Municipalité de Mont-Noble avec les sociétés d'électricité, la Municipalité était et est toutefois prête à examiner des mesures de soutien, lorsqu'une société a des difficultés avérées. C'est pourquoi, la Municipalité de Mont-Noble n'exclut pas complètement une réglementation transitoire avec des réductions ponctuelles (au cas par cas) de la redevance hydraulique.

Cependant, le principe suivant doit absolument s'appliquer: **«Quiconque veut solliciter un soutien au-delà de la prime de marché doit garantir une transparence totale des données!»**. Dans ce sens, la Municipalité de Mont-Noble concrétise la proposition alternative du Conseil fédéral avec les **conditions ci-après à remplir de manière contraignante et cumulative (conditions requises)**:

- 1) L'examen d'une réduction ponctuelle de la redevance hydraulique n'a lieu que lors du versement d'une prime de marché;
- 2) Le calcul de la réduction ponctuelle de la redevance hydraulique ne s'effectue qu'après la prise en compte de la totalité de la prime de marché versée;
- 3) La réduction ponctuelle de la redevance hydraulique n'est exclusivement accordée que sur le courant hydraulique vendu sur le marché de manière avérée (mais pas sur le courant hydraulique vendu pour l'approvisionnement de base);
- 4) En plus des critères en vigueur pour le versement de la prime de marché, les auteurs de la demande doivent garantir une transparence totale sur les coûts et les revenus;
- 5) S'agissant des coûts, aucune rémunération de fonds propres n'est acceptée;
- 6) Les propriétaires de la société hydroélectrique doivent déclarer qu'ils renoncent au dividende;
- 7) Les propriétaires de la société hydroélectrique doivent participer à la résolution des problèmes dans une mesure raisonnable;
- 8) la réduction ponctuelle de la redevance hydrauliques n'est accordée que si elle est nécessaire pour couvrir les coûts de revient d'une centrale donnée, mais au maximum à hauteur de CHF 10.00/kW_{th} (baisse de CHF 110.00/kW_{th} à CHF 100.00/kW_{th});
- 9) La réduction ponctuelle de la redevance hydraulique s'effectue sous forme de sursis, c'est-à-dire que la centrale en question doit rembourser la réduction obtenue dès qu'elle refait des bénéfices;
- 10) Quant à la Confédération, elle doit participer avec ses propres moyens au soutien de la centrale en question.

D. Proposition pour la concrétisation de la proposition alternative

29. S'appuyant sur les considérations précitées, la Municipalité de Mont-Noble fait la proposition suivante pour la concrétisation de la variante présentée. La Confédération doit encore régler ses propres soutiens au niveau de la loi. Il s'agira encore de vérifier si certaines dispositions peuvent éventuellement aussi être inscrites dans l'ordonnance:

PROPOSITION :

Modification de l'art. 49, al. 1, première phrase :

¹ La redevance hydraulique annuelle ne peut excéder 110 francs par kilowatt théorique *jusqu'à l'entrée en vigueur du modèle proche de la réalité du marché, conformément à l'article 30, alinéa 5, de la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie (LEne).* (...)

Modification de l'art. 49, al. 1bis, 1ter et 1quater (nouveau) :

^{1bis} *Jusqu'à l'entrée en vigueur du modèle proche de la réalité du marché, conformément à l'article 30, alinéa 5, de la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie (LEne), une réduction de la redevance hydraulique de 10 francs par kilowatt théorique est accordée chaque année, mais au maximum jusqu'à couverture des coûts de revient, à condition que l'exploitant ou le propriétaire d'un grand aménagement hydroélectrique apporte la preuve, au sens de l'art. 30, alinéas 1 et 2, LEne, que les coûts de revient de l'électricité provenant de cet aménagement ne peuvent être couverts, malgré la prise en compte de la prime de marché conformément à l'art. 26 LEne, après déduction d'une rémunération des fonds propres, après une renonciation au dividende et après des mesures de soutien raisonnables des propriétaires ainsi qu'après les aides de la Confédération.*

^{1ter} *Si l'exploitant ou le propriétaire vend à nouveau sur le marché l'électricité provenant de l'aménagement au-dessus des coûts de revient au sens de l'art. 30, alinéas 1 et 2, LEne, la réduction accordée doit être remboursée à la Confédération et aux cantons selon l'alinéa 1bis. Ces derniers répartissent le montant restitué selon leur droit au prorata entre les communes bénéficiaires de la redevance hydraulique.*

^{1 quater} *Le Conseil fédéral règle les détails, en particulier:*

- a. les exigences pour la surveillance totale des coûts de revient de l'électricité de l'aménagement en question et des revenus générés par ladite production;*
- b. les critères à remplir par l'auteur de la demande pour la renonciation au dividende;*
- c. les critères pour les mesures de soutien raisonnables des propriétaires de sociétés;*
- d. la conception des conditions du sursis;*
- e. les aides de la Confédération.*

IV. REDUCTION DE LA REDEVANCE HYDRAULIQUE EN CAS D'OCTROI DE CONTRIBUTIONS D'INVESTISSEMENT (art. 50a)

30. Cette partie de la révision partielle proposée de la LFH fait suite à la motion de la CEATE-E du 26 août 2014 (14.3668). La proposition de l'exonération complète de la redevance hydraulique lors de l'octroi de contributions d'investissement en vertu de la LEne se fonde sur l'idée que les communautés con-cédantes ne doivent pas recevoir de redevances hydrauliques, si la centrale ne peut être réalisée que grâce aux aides aux investissements provenant du supplément réseau correspondant. La Municipalité de Mont-Noble ne rejette pas par principe cette proposition. La proposition de renonciation complète à la redevance hydraulique pour le délai accordé à la construction et pendant les 10 ans qui suivent la mise en service de la centrale témoigne d'une rigidité inutile concernant l'ampleur de la renonciation et sa durée.

31. La réglementation proposée n'est pas pertinente et empêche une égalité de traitement pour les centrales. D'une part, les mesures (nouvelle installation, agrandissement notable, rénovation notable) entraînent diverses augmentations de performance. D'autre part, les investissements des centrales et le montant des aides aux investissements versées seront très différenciés. C'est pourquoi il faut créer une base légale qui permette des **mesures adaptées aux besoins**. En résumé, la **Municipalité de Mont-Noble soumet le contre-projet** suivant:

PROPOSITION :

Modification de l'art. 50a :

¹ Les réductions suivantes s'appliquent aux aménagements hydroélectriques pour lesquels une contribution d'investissement est versée conformément à l'art. 26 de la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie (LEne):

- a. Pour une nouvelle installation (art. 24, al. 1, let. b, ch. 1, LEne): ***une réduction de la redevance hydraulique qui, concernant l'ampleur et la durée, dépend de l'investissement effectué, de la contribution à l'investissement obtenue et de la puissance théorique globale. Quant à la durée, une exonération maximale pour le délai accordé à la construction et pendant les 10 ans qui suivent la mise en service est possible. Quant au montant, la redevance hydraulique peut être réduite partiellement ou intégralement.***
- b. Pour l'agrandissement notable d'une installation existante (art. 24, al. 1, let. b, ch. 2, LEne): ***la réduction de la redevance hydraulique dépend des critères conformément à la lettre a et la puissance théorique supplémentaire est seule déterminante.***
- c. Pour la rénovation notable d'une installation existante (art. 24, al. 1, let. b, ch. 2, LEne): ***la réduction de la redevance hydraulique dépend des critères conformément à la lettre a et la puissance théorique supplémentaire n'est prise en compte que si elle se produit.***

² Les réductions conformément au sens s'appliquent également aux impôts spéciaux en vertu de l'article 49, alinéa 2.

V. USINES HYDROELECTRIQUES SITUEES A LA FRONTIERE – HARMONISATION AU PLAN INTERNATIONAL (art. 7 et art. 49, al. 1, dernière phrase)

32. Selon les explications figurant dans le RE, cette proposition n'engendre aucune modification matérielle par rapport au droit en vigueur (ch. 1.2 in fine). L'adaptation proposée ne repose sur aucune base justifiant une révision de la loi. On ne voit pas non plus où sera l'utilité de la modification proposée. La Municipalité de Mont-Noble ne rejette en principe pas la proposition soumise, mais exige dans le message des déclarations claires sur l'utilité avérée de la proposition de révision. Elle retient par ailleurs la déclaration de la Confédération que cette révision partielle n'engendre aucune modification matérielle par rapport au droit en vigueur, en particulier par rapport aux cantons concernés. A ce propos, une garantie explicite est également souhaitée dans le message du Conseil fédéral.

VI. CALCUL DE LA PUISSANCE THEORIQUE (art. 51 titre marginal et al. 1)

33. Comme cette partie de la proposition de révision ne contient qu'une simple précision linguistique, nous n'avons pas de remarques.

VII. FLEXIBILISATION DE LA REDEVANCE HYDRAULIQUE MAXIMALE (Sondage consultatif)

A. Processus sans coordination

34. Comme indiqué en introduction au ch. II./A, une prise de position sérieuse sur un nouveau modèle de redevance hydraulique maximale sans connaître le nouveau modèle pour le marché de l'électricité n'est pas possible. Nous jugeons donc aussi comme inadéquate la présentation, dans le Rapport explicatif (RE), d'un modèle concret de flexibilisation de la redevance hydraulique maximale, bien qu'il ne fasse pas explicitement partie de la proposition.
35. Avec une argumentation identique, des propositions pour le futur modèle de marché auraient pu être présentées et mises en «consultation», d'autant plus que différents modèles ont déjà été discutés au sein de l'administration et à l'extérieur. Le processus est d'autant plus incompréhensible que, lors de la session de juin, le Conseil fédéral a indiqué à maintes reprises et avec insistance qu'il faut une *vision globale* pour trouver des solutions pertinentes.

B. Tentative intolérable de prise d'influence

36. Pour la Municipalité de Mont-Noble, il est manifeste que la présentation du modèle flexible et les paramètres «indicatifs» mentionnés influenceront la future discussion sur le nouveau modèle de redevance hydraulique maximale. Vue sous cet angle, la baisse proposée à CHF 80.00/kW_{th} en tant que réglementation transitoire sert uniquement à créer un «point d'ancrage» psychologique pour abaisser une nouvelle fois considérablement la redevance hydraulique maximale, à partir d'une base déjà réduite à finalement CHF 50.00/kW_{th} (socle).
37. Dans les considérations qui précèdent sur la proposition principale, nous avons indiqué de façon détaillée que la baisse de la redevance hydraulique maximale à CHF 80.00/kW_{th} proposée comme réglementation transitoire n'était matériellement pas justifiée selon plusieurs aspects et que seules des baisses de la redevance hydraulique *au cas par cas*, soumises à des *conditions requises claires*, pourraient entrer en ligne de compte. En conséquence, la Municipalité de Mont-Noble n'est pas disposée à «voir la solution transitoire comme une adaptation préparatoire à une solution à long terme», comme cela est formulé dans le RE (RE, ch. 1.3).
38. Sur la base des considérations qui précèdent, puisque le modèle ne fait pas partie intégrante de la proposition actuelle et qu'un futur modèle pour la redevance hydraulique maximale ne peut pas être évalué sérieusement sans connaître le futur modèle de marché, **la Municipalité de Mont-Noble renonce actuellement à une prise de position détaillée sur le modèle flexible présenté de redevance hydraulique maximale**. La Municipalité ne pourra consentir à une prise de position concrète que lorsque la conception du nouveau modèle de marché de l'électricité sera connue. Aujourd'hui déjà, la Municipalité de Mont-Noble définit très clairement les **points essentiels contraignants** que le futur modèle devra respecter :

POINTS ESSENTIELS CONTRAIGNANTS POUR LE FUTUR MODELE DE REDEVANCE HYDRAULIQUE

- Le modèle doit consigner **toute la valeur ajoutée possible** pouvant être réalisée avec l'utilisation des forces hydrauliques (par ex. prise en compte des revenus provenant des services-système, des certificats, des suppléments de capacité, des produits du commerce, comme le commerce infra-journalier entre autres). C'est la seule mesure véritable pour garantir que les cantons hydrauliques participent à la rente de ressource de façon équitable. En d'autres termes, il n'y a vraiment pas lieu de faire dépendre la rente de ressource du seul marché boursier.

- La société hydroélectrique ou son propriétaire doivent être astreints à l'obligation de **totale transparence**, c'est-à-dire qu'ils sont tenus de donner aux cantons au minimum les indications suivantes sur leurs coûts et leurs revenus :
 - 1) Indication des quantités d'eau effectivement turbinées et des heures détaillées de turbinage en fin d'année sur un site Internet accessible au public (page d'accueil);
 - 2) Justificatif des coûts de revient à l'exclusion des rendements de fonds propres et de dividendes. Les frais généraux éventuels doivent être prouvés de manière plausible;
 - 3) Indication des marchés sur lesquels l'électricité produite dans la centrale a été vendue (marché SDL et autres marchés à l'avenir) et des revenus ainsi réalisés;
 - 3) Indication de la part de courant produit dans l'aménagement qui a été vendue comme courant écologique et des revenus qu'elle a générés;
 - 4) Indication de la quantité de courant issu de l'aménagement en question vendue sur le marché fermé, respectivement de la part imputée à la centrale;
 - 5) Indication des bénéfices commerciaux réalisés et de ceux dus à l'engagement ou à l'existence de la centrale.

- Le traitement de ces données par les cantons est soumis à la **confidentialité à l'instar du droit fiscal**.

- La transparence des données doit être garantie – pour des questions de plausibilité et d'autres justes motifs concernant l'exécution – et en plus mais **subsidiatement, en associant les autorités étatiques de surveillance comme l'ElCom**.

- Le modèle ne peut prévoir **aucune répercussion de la redevance hydraulique via un supplément réseau**.

- Le modèle doit être conçu de telle sorte que les communes et les cantons **soient encore disposés à octroyer des concessions à l'avenir**.

Nous réitérons nos remerciements pour l'occasion que vous nous avez donnée de prendre position et nous demandons au Conseil fédéral de tenir dûment compte de nos arguments lors de la mise à jour de la proposition.

Veuillez agréer, Madame la Présidente de la Confédération, Mesdames, Messieurs, nos salutations distinguées

MUNICIPALITE DE MONT-NOBLE

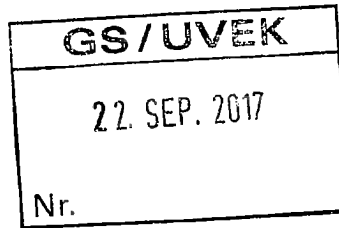




BERNARD BRUTTIN
Président



MÉLANIE MAURY
Secrétaire communale



Frau Bundespräsidentin
Doris Leuthard
Vorsteherin UVEK
Kochergasse 6
3003 Bern

Einwohnergemeinde

gemeindeZentrum scheibenmoos
Postfach 36
CH-3942 Raron
Tel. 027 935 86 60
Fax 027 935 86 65
www.raron.ch
gemeinde@raron.ch

Unsere Referenz Imboden Reinhard / tk
Datum 21. September 2017

**Stellungnahme zum
„Entwurf für die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes“**

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin Leuthard
Sehr geehrte Damen und Herren

Der Bundesrat hat im Juni 2017 das Vernehmlassungsverfahren betreffend die Revision des Wasserrechtsgesetzes eröffnet. Wir haben die Unterlagen geprüft und nehmen dazu wie folgt Stellung:

- Der Entwurf für die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes sieht unter anderem während der Übergangszeit von 2020 bis 2022 eine generelle Reduktion des Wasserzinsmaximums von derzeit CHF 110 auf noch CHF 80 pro Kilowatt Bruttoleistung vor. Diese Reduktion ist weder sachlich noch politisch gerechtfertigt und entsprechend lehnen wir diese entschieden ab.
- Auch dass die vorgeschlagene Senkung „als vorbereitende Anpassung vor einer langfristigen Lösung zu sehen ist“, können wir nicht akzeptieren.
- Die aktuell schwierige Marktlage für den Absatz von Strom aus Schweizer Produktion ist wesentlich mitverursacht durch die verfehlte Förderpolitik im Ausland. Der Wasserzins gehört nicht zu den Ursachen dieser Entwicklungen. Deshalb ist es im Zusammenhang mit der Ursachenbekämpfung auch falsch, beim Wasserzins ansetzen zu wollen. Damit würden nämlich alleine die Wasserkraftkantone den Preis für den Ausgleich der Marktverzerrungen bezahlen.

- Für die Gebirgskantone zusammen hätte die Reduktion der Wasserzinsen einen bedeutenden Einnahmeverlust von jährlich 106 Mio. CHF zur Folge, davon 44 Mio. CHF allein für den Kanton Wallis und die Walliser Gemeinden. Darüber hinaus steuern in einigen Walliser Gemeinden die Wasserzinsen einen Anteil von bis zu 40% an den Gesamteinnahmen bei.
- Bei den Standortgemeinden handelt es sich sehr oft um strukturschwache Gemeinden. Diese könnten ohne die Wasserzinseinnahmen ihr Leistungsniveau zugunsten der Bevölkerung nicht aufrechterhalten. Die Gemeinden würden für die Bevölkerung und Wirtschaft weniger attraktiv, Abwanderungstendenzen würden noch verstärkt oder müssten mit zusätzlichen Mitteln aus dem kantonalen Finanzausgleich oder anderen Unterstützungsmassnahmen kompensiert werden. Die vom Bundesrat vorgeschlagene Senkung der Wasserzinsen hätte somit erhebliche negative Auswirkungen auf die Berggebiete. Von der Reduktion der Wasserzinsen wären aber alle Walliser Gemeinden direkt oder indirekt betroffen, da sich Einnahmenverluste auch im Rahmen des interkommunalen Finanzausgleichs niederschlagen.
- Aufgrund der Bedeutung dieser Angelegenheit im Hinblick auf eine gerechte Inwertsetzung unserer natürlichen Ressourcen sowie im Interesse der kommunalen und kantonalen Finanzen sprechen wir uns gegen eine Reduktion der Wasserzinse aus.
- Im übrigen unterstützen wir die Stellungnahme der Regierungskonferenz der Gebirgskantone (RKGK) vom 28. August 2017 vollumfänglich.

Besten Dank für die uns gebotene Möglichkeit zur Stellungnahme. Wir hoffen, Ihnen mit dieser Stellungnahme gedient zu haben und bitten um Berücksichtigung unserer Anliegen.

Freundliche Grüsse

Einwohnergemeinde Raron

Imboden Reinhard
Präsident

Köpfli Thomas
Schreiber



MUNICIPALITÉ DE
ST-MARTIN



GS / UVEK

22. SEP. 2017

ADMINISTRATION
COMMUNALE Nr.

Madame la Présidente
de la Confédération
Doris Leuthard
Cheffe du DETEC
Kochergasse 6
3003 Berne

St-Martin, le 21 septembre 2017

PROJET DE RÉVISION PARTIELLE DE LA LOI SUR L'UTILISATION DES FORCES HYDRAULIQUES PRISE DE POSITION

Madame la Présidente de la Confédération,
Mesdames, Messieurs,

Le Conseil fédéral a mis en consultation un projet de révision de la loi sur les forces hydrauliques. Nous avons examiné les documents mis en consultation et nous permettons de vous soumettre ci-après notre prise de position.

Durant une période provisoire de 2020 à 2022, le projet prévoit entre autres une baisse générale de la redevance hydraulique maximale de 110 francs à 80 francs par kilowatt de puissance théorique. La Municipalité de St-Martin rejette fermement cette mesure, celle-ci n'étant fondée ni matériellement ni politiquement. De plus, nous ne pouvons accepter que la réduction proposée doive « être vue comme une adaptation préparatoire à une solution à long terme ».

La politique de subventions appliquée par nos voisins européens provoque des déséquilibres sur le marché suisse de la distribution énergétique. La redevance hydraulique n'étant pas la source de ces distorsions du marché, il n'est dès lors pas correct de la remettre en cause. Surtout, seuls les cantons producteurs d'énergie hydro-électrique seraient affectés par ces mesures de réduction, sans qu'ils ne soient pour autant responsables des distorsions mentionnées ci-dessus.

Par ailleurs, ces mesures de réduction engendreraient une baisse massive de recettes pour les cantons alpins (CHF 106 mio) ainsi que pour le Valais et ses communes (CHF 44 mio). Les redevances hydrauliques représentent jusqu'à 40 % des recettes totales dans certaines communes valaisannes.

Sans ces recettes, la plupart des communes concernées ne seraient plus en mesure de maintenir leur niveau de prestation envers la population. Leur attractivité s'en trouverait fortement réduite, renforçant encore la tendance à l'exode rural. Cette tendance devrait être compensée par des moyens supplémentaires provenant de la péréquation financière intercommunale ou par d'autres mesures de soutien.

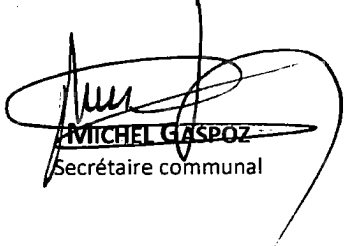
En affectant la péréquation financière intercommunale, une baisse des redevances hydrauliques pénaliserait non seulement les communes titulaires de concessions mais également l'ensemble des régions de montagne.

Par ailleurs, nous soutenons entièrement la prise de position de la Conférence gouvernementale des cantons alpins du 28 août 2017.

En vous remerciant de nous donner l'occasion de prendre position, nous vous prions de croire, Madame la Présidente de la Confédération, Mesdames, Messieurs, à l'expression de nos sentiments les meilleurs.

MUNICIPALITE DE ST-MARTIN


ALAIN ALTER
Président


MICHEL GASPOZ
Secrétaire communal

COMUNE DI BLENIO

Cancelleria Comunale
6718 Olivone
tel.: 091 872 11 39
fax: 091 872 23 50
cancelleria@comuneblenio.ch
www.comuneblenio.ch



Ufficio Tecnico
6718 Olivone
tel.: 091 872 11 17
fax: 091 872 23 40
utc@comuneblenio.ch

Eingegangen

26. Sep. 2017

UFE / UFEN / UFE

Spettabile
Ufficio federale dell'energia
Sezione Forza Idrica
3003 Berna

Olivone, 25 settembre 2017

Procedura di consultazione concernente la revisione parziale della legge federale sull'utilizzazione delle forze idriche (LUF1;RS 721.80)

Egregi signori,

in riferimento alla procedura di consultazione citata a margine, vi comunichiamo che il nostro Comune appoggia la presa di posizione della conferenza dei governi dei Cantoni alpini che rifiuta la riduzione generale del canone massimo dei diritti d'acqua.

I canoni d'acqua sono parte integrante del sistema di perequazione intercomunale dei Comuni ticinesi ed una loro riduzione comporterebbe seri problemi finanziari per il Canton Ticino e di conseguenza per tutti i Comuni ed in particolare per quelli delle valli.

Per il nostro Comune abbiamo calcolato che la perdita finanziaria ammonterebbe a ca. CHF 380'000.00 annui. Per recuperare questo mancato incasso si dovrebbe aumentare il moltiplicatore d'imposta del 10%!

Alla luce di queste considerazioni, riteniamo pertanto necessario il mantenimento dell'aliquota massima del canone d'acqua al livello attuale e della regola vigente fino all'entrata in vigore di un nuovo modello del mercato energetico.

Ringraziandovi per l'attenzione che darete alla nostra richiesta vi porgiamo i nostri più distinti saluti.

La Sindaco: C. Boschetti Straub



Il Vice Segretario: I. Menegalli

Copia: Dipartimento Finanze e Economia, Piazza Governo 7, 6500 Bellinzona



Administraziun communal
GEMEINDEVERWALTUNG

Casa Sentupada, 7165 Breil/Brigels
Tel. 081 941 11 55, Fax 081 941 26 66, www.breil.ch

Frau Bundespräsidentin
Doris Leuthard
Vorsteherin UVEK
Kochergasse 6
3003 Bern

Brigels, 25. September 2017 CS/ca

Vernehmlassung Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrter Frau Bundespräsidentin

Hiermit erklären wir, die Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020) vollumfänglich zu unterstützen.

Wir ersuchen Sie dringend, die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

Die Wasserzinsen haben für unsere Gemeinde eine ganz besondere Bedeutung.

Freundliche Grüsse

GEMEINDEVORSTAND BRIGELS

Der Präsident:

Der Aktuar:


Clau Schlosser


Curdin Cadonau

6662 RUSSO
Tel: 091 797 13 15
Fax: 091 797 13 34

comune@onsernone.swiss



Spettabile
Ufficio federale dell'energia
Sezione Forza idrica
3003 Berna

Russo, 26 settembre 2017

Procedura di consultazione concernente la revisione parziale della Legge federale sull'utilizzazione delle forze idriche

Egregi signori,

Il Comune di Onsernone, per il tramite del suo Municipio, con la presente intende appoggiare la presa di posizione della conferenza dei governi dei Cantoni alpini, che rifiuta la riduzione generale del canone massimo dei diritti d'acqua.

I canoni d'acqua sono parte integrante del sistema di perequazione intercomunale dei Comuni ticinesi ed una loro riduzione comporterebbe seri problemi finanziari per il nostro Cantone e di conseguenza per tutti i Comuni ed in particolare per quelli come il nostro posizionato nelle nostre preziose valli.

Il mantenimento dell'aliquota massima del canone d'acqua attuale è pertanto ritenuto di vitale importanza e dev'essere tale fino all'entrata in vigore di un nuovo modello di mercato energetico.

Comprendiamo in linea di massima l'urgenza politica di procedere ad un riassetto del mercato dell'energia e dell'adozione di una regolamentazione transitoria, tuttavia non condividiamo la proposta di una riduzione generale del canone, da noi ritenuta ingiustificata e spropositata.

Ringraziandovi per l'attenzione che vorrete dare alla nostra richiesta e vi porgiamo i nostri migliori saluti.

PER IL MUNICIPIO
IL SINDACO
Cristiano Terribilini

IL V/SEGRETARIO
Marco Barri





Gemeinderat Thuisis

Postfach

7430 Thuisis

Tel. 081 650 09 32

thusis

Frau
Bundesrätin Doris Leuthard
3000 Bern

Dienstag, 26. September 2017

Vernehmlassung Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrte Frau Bundesrätin

Hiermit erklären wir, die Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020) in den deckungsgleichen Punkten wie die Stellungnahme der Regierungskonferenz der Gebirgskantone, zur Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes, zu unterstützen.

Wir ersuchen Sie dringend, die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

Die Wasserzinsen haben für unsere Gemeinde eine ganz besondere Bedeutung.

Freundliche Grüsse

Gemeinderat Thuisis


Curdin Capaul
Gemeindeammann


Rätö Müller
Gemeindekanzlist



Frau Bundespräsidentin
Doris Leuthard
Vorsteherin UVEK
Kochergasse 6
3003 Ber

Blatten, 27. September 2017/ JL

Stellungnahme zum Entwurf für die Teilrevision des Wasserechtsgesetzes

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Der Bundesrat hat im Juni 2017 das Vernehmlassungsverfahren betreffend die Revision des Wasserrechtsgesetzes eröffnet. Die Gemeinde Blatten hat die Unterlagen eingehend geprüft und nimmt wie folgt Stellung.

Der Entwurf für die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes sieht unter anderem während der Übergangszeit vom 2020 bis 2022 eine generelle Reduktion des Wasserzinsmaximums von derzeit 110 CHF auf 80 CHF pro Kilowatt Bruttoleistung vor. Diese Reduktion ist werden sachlich noch politisch gerechtfertigt und die Gemeinde Blatten lehnt sie deshalb entschieden ab. Auch dass die vorgeschlagene Senkung „als vorbereitende Anpassung vor einer langfristigen Lösung zu sehen ist“ können wir nicht akzeptieren.

Die aktuell schwierige Marktlage für den Absatz von Strom aus Schweizer Produktion ist wesentlich mitverursacht durch die verfehlte Förderpolitik im Ausland. Der Wasserzins gehört nicht zu den Ursachen dieser Entwicklungen. Deshalb ist es im Zusammenhang mit der Ursachenbekämpfung auch falsch, beim Wasserzins ansetzen zu wollen. Damit würden nämlich alleine die Wasserkantone den Preis für den Ausgleich der Marktverzerrungen bezahlen.

Für die Gebirgskantone zusammen hätte die Reduktion der Wasserzinsen einen bedeutenden Einnahmeverlust von jährlich 106 Mio. Franken zur Folge, davon 44 Mio. Franken allein für den Kanton Wallis und die Walliser Gemeinden. Darüber hinaus steuern in einigen Walliser Gemeinden die Wasserzinsen einen Anteil von bis zu 40 % an den Gesamteinnahmen bei.

Bei den Standortgemeinden handelt es sich sehr oft um strukturschwache Gemeinden. Diese könnten ohne die Wasserzinseinnahmen ihr Leistungsniveau zu Gunsten der Bevölkerung nicht aufrechterhalten. Die Gemeinden würden für die Bevölkerung und Wirtschaft weniger attraktiv, Abwanderungstendenzen würden verstärkt oder müssten mit zusätzlichen Mitteln aus dem kantonalen Finanzausgleich oder anderen Unterstützungsmassnahmen kompensiert werden. Die vom Bundesrat vorgeschlagene Senkung der Wasserzinsen hätte somit erhebliche negative Auswirkungen auf die Berggebiete. Von der Reduktion der Wasserzinsen wären aber alle Walliser Gemeinden direkt oder

Stellungnahme zum Entwurf für die Teilrevision des Wasserechtsgesetzes

indirekt betroffen, da sich Einnahmenverluste auch im Rahmen des interkommunalen Finanzausgleichs niederschlagen.

Im Übrigen unterstützt die Gemeinde Blatten die Stellungnahme der Regierungskonferenz der Gebirgskantone vom 28. August 2017 vollumfänglich.

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit zur Stellungnahme und bitten Sie, die berechtigten Interessen der Gemeinde Blatten zu berücksichtigen.

Freundliche Grüsse

EINWOHNERGEMEINDE BLATTEN

Jean-Christoph Lehner
Gemeindepräsident



Frau Bundesrätin
Doris Leuthard
Vorsteherin UVEK
Kochergasse 6
3003 Bern

Bonaduz, 27. September 2017

Stellungnahme Gemeinde Bonaduz / Vernehmlassung Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrte Frau Bundesrätin

Hiermit erklären wir, die Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020) vollumfänglich zu unterstützen.

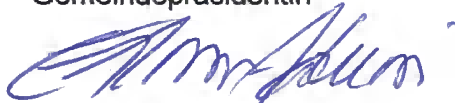
Wir ersuchen Sie dringend, die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

Die Wasserzinsen haben für unsere Gemeinde eine ganz besondere Bedeutung.

Freundliche Grüsse

GEMEINDE BONADUZ

Gemeindepräsidentin



Elita Florin-Caluori

Departementsleiter Bildung



Stefan Herger

Beilagen: Stellungnahme IBK in Kopie

**Interessengemeinschaft
Bündnerischer Konzessionsgemeinden
IBK**

*Not Carl, Präsident
Tulai, 7550 Scuol
Tel. +41 79 407 56 / +41 81 920 77 03
E-Mail: not@carl.ch*

Frau Bundespräsidentin
Doris Leuthard
Vorsteherin UVEK
Kochergasse 6
3003 Bern

An die
Regierung des Kantons Graubünden
7000 Chur

Scuol, 28. September 2017 / NC

Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020)

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Frau Regierungsrätin
Sehr geehrte Herren Regierungsräte

Die Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) bedankt sich bei der Bündner Regierung für die Gelegenheit zur Stellungnahme über das oben vermerkte Geschäft und erlaubt sich, dieselbe auch Frau Bundespräsidentin Doris Leuthard zukommen zu lassen.

Die IBK vertritt als Interessengemeinschaft bekanntlich die Interessen der über 50 Bündner Konzessionsgemeinden mit den meisten Wasserzinseinnahmen, namentlich jener, welche in den Korporationen der KHR, der EKW und der KWZ sowie der IG KVR organisiert sind.

Mit der Revisionsvorlage schlägt der Bundesrat vor, das Wasserzinsmaximum in einer Übergangsperiode in den Jahren 2020 bis 2022 von 110 Fr./kW_{br} auf 80 Fr./kW_{br} zu senken. Für die Zeit nach 2022 soll ein flexibles Modell für den Wasserzins eingeführt werden, bestehend aus einem fixen und einem variablen, marktabhängigen Teil. Die genaue Ausgestaltung dieses flexiblen Modells liegt derzeit nicht vor.

Die IBK anerkennt, dass der Bundesrat eine Übergangslösung vorschlägt und eine allfällige neue Ausgestaltung der bestehenden Wasserzinsregelung mit dem zukünftigen Marktdesign verknüpft.

Die IBK lehnt jedoch den vorliegenden Revisionsentwurf und damit die Senkung des Wasserzinsmaximums von 110 auf 80 Fr./kW_{br} zum heutigen Zeitpunkt entschieden ab.

Anträge:

1. Auf eine Senkung der Wasserzinsen ist zu verzichten.
2. Die Neuregelung der Wasserzinsen soll zeitlich und inhaltlich mit der parlamentarischen Erarbeitung des neuen Strommarktmodells koordiniert werden.
3. Die bestehende Wasserzinsregelung ist entsprechend zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.
4. Die Alternativvariante für die Übergangsregelung (Art. 49 Abs. 1 und 1bis, punktuelle Wasserzinsreduktionen nur für klar defizitäre Kraftwerke) wird durch die IBK abgelehnt.
5. Die Wasserzinsbefreiung bei Gewährung von Investitionsbeiträgen (Art. 50a) wird durch die IBK abgelehnt.
6. Der Vorschlag zur Abstimmung im internationalen Verhältnis bei Grenzkraftwerken (Art. 7 und Art. 49 Abs. 1 letzter Satz) wird durch die IBK ebenfalls abgelehnt.
7. Der Vorschlag eines flexiblen Wasserzinses ist fallen zu lassen. Wird er trotzdem eingeführt, hat der fixe Teil mindestens der Höhe der bisherigen 110 Fr./kW_{br} zu entsprechen.
8. Im Rahmen einer neuen Strommarktordnung ist die hohe Systemdienlichkeit und Werthaltigkeit der Speicherkraftwerke angemessen mitzuberücksichtigen und zu entschädigen, sodass die entsprechenden Anlagen eine solide Finanzierung erhalten, die den Weiterbetrieb garantiert und bestehende Verpflichtungen nicht in Frage stellt.

Begründung:**1. ENTSTEHUNG DER LIMITIERUNG DER WASSERZINSEN IM JAHRE 1916**

Kaum schien es gegen Ende des 19. Jahrhunderts technisch möglich, elektrische Energie über grosse Distanzen zu transportieren, erscholl aus dem Schweizer Flachland der Ruf nach eidgenössischer Inbesitznahme der Wasserläufe. So schrieb die "Frei-Land-Gesellschaft", deren Exponenten aus dem Basler Freisinn stammten, im April 1891 an den Bundesrat:

"Wenn es wahr wird, dass die nie versiegende gewaltige Kraft unserer Alpenströme durch Turbinen gefesselt, mittels Dynamo-Maschinen in Elektrizität umgewandelt und fortgeleitet und an einem entfernten Ort zum Betrieb von Fabriken, ja selbst von Lokomotiven verwendet werden kann, wenn es thatsächlich möglich ist, z. B. die Wasserkräfte der Reuss von Andermatt bis Flüelen in die industriereichen Städte der schweizerischen Hochebene, nach Zürich und Basel, zu leiten und daselbst technisch zu verwerthen, dann gehört ja unser Land plötzlich zu den reichsten der Erde."

Postuliert wurde deshalb eine bundesstaatliche Monopolisierung sämtlicher Wasserkräfte, von der man sich einen *"unübersehbaren Zuwachs unseres Nationalreichthums"* versprach. Basel-Stadt, wo die Monopolisierungsidee aufkam, konnte laut einer detaillierten Schätzung 4'671 Pferdestärken an die eidgenössische Gesamtbilanz beisteuern, Graubünden aber 26 Mal mehr, nämlich deren 125'138. Geringer war jedoch schon damals die politische "Pferdekraft" der Gebirgskantone, so dass die bisher kleinräumig strukturierten Wasserrechte in erheblichem Mass in die industriereichen Städte des schweizerischen Mittellandes transferiert wurden. Die kantonale Gewässerhoheit wurde im Gesetz von 1916 zwar weiterhin anerkannt, aber zugleich eigentumsrechtlich massiv beschnitten, indem im Art. 49 festgelegt wurde, der

jährliche Wasserzins dürfe sechs Franken für die Bruttoferdekraft nicht übersteigen. In der fraglichen Parlamentsdebatte hatten Berggebietsvertreter die bundesstaatliche Limitierung des Wasserzinses gar als "Subventionierung der Flachlandschweiz" bezeichnet. Sie wurden aber skrupellos überstimmt, u.a. mit dem Hinweis, es gelte hier "gute Eidgenossen zu sein" (Wullschleger/Basel). Die Debatte umfasste einige hundert Wortmeldungen von teilweise epischer Länge (NZZ 21.9.2015). Dies zeigt, wie umstritten die Vorlage war.

Die Vertreter der Flachlandschweiz forderten im Zusammenhang mit der Einführung der Wasserzinslimitierung nicht etwa marktgerechte sondern "billige" Elektrizität. Obschon verschiedene Berggebietsvertreter deshalb von einer Subventionierung der Flachlandschweiz sprachen, wandelte sich diese Interpretation im Laufe der Jahrzehnte nun zum Gegenteil. Die in den 80er Jahren gegründete Regierungskonferenz der Gebirgskantone wurde bald einmal als "Alpen-Opec" bezeichnet. Wenn in der Öffentlichkeit von "Subventionen" die Rede war, dachten und denken nun viele reflexartig an das Berggebiet und an Entwicklungshilfe. Das ging so weit, dass selbst seriöse Studien zum Subventionskomplex die Wasserzinse diskussionslos als Transferleistung vom Unterland an das Berggebiet einstufte, wofür dieses bitte dankbar sein sollte (Helen Simmen, Zürich 2005, Die Alpen und der Rest der Schweiz: Wer zahlt – wer profitiert). Selbst die renommierte NZZ geht heute davon aus, es handle sich beim Wasserrechtsgesetz um ein Subventionsgesetz für das Berggebiet und vergisst den kolonialistischen Geist der Entstehungszeit (Redaktor Helmut Stalder in der NZZ vom 20.4.2017).

Es wäre staatspolitisch höchst bedenklich, wenn heute, 100 Jahre später, das Bundesparlament den kolonialistischen Geist von 1916 mit einer völlig unbegründeten Senkung der Wasserzinsen wieder aufleben lassen würde.

2. DIE DEM BUNDESRÄTLICHEN VORSCHLAG ZUGRUNDE GELEGTEN ZAHLEN EINER "DEFIZITÄREN" WASSERKRAFT HABEN SICH ALS UNHALTBAR ERWIESEN UND ZUDEM HABEN SICH DIE INTERNATIONALEN STROMMARKTPREISE INNERT JAHRESFRIST MARKANT ERHÖHT

Vor dem dargelegten geschichtlichen Hintergrund ist es völlig deplatziert, wenn heute oft der Anschein erweckt wird, als handle es sich bei den Wasserzinsen um Almosen für das Berggebiet. Unverständlich ist dies vor allem auch angesichts der Tatsache, dass der Reingewinn der Strombranche gemäss Bundesstatistik allein in den Jahren 2000 bis 2013 noch ganze 26 Milliarden Franken betrug. Und zu guter Letzt auch unverständlich, wenn man weiss, dass die Gebirgskantone gerade in dieser Phase der horrenden Gewinne 13 Jahre lang warten mussten, bis die Wasserzinsen aus dem Jahre 1997 endlich per 2011 angepasst wurden. Hätten die Bergkantone in den letzten 100 Jahren jeweils Marktpreise verrechnen können, wäre ein beträchtlicher Teil der Milliarden aus Wasserkraft im Berggebiet geblieben. Stattdessen blieben sogar die Ertragssteuern 100 Jahre lang grösstenteils bei den Eigentümerkantonen im Flachland.

Es wäre deshalb mehr als nur bedenklich, wenn die Gebirgskantone und vor allem die Wasserzinsgemeinden als schwächstes Glied in der Kette, hundert Jahre nach 1916 nun ein weiteres Mal als Opfer hinhalten müssten. Dies, zumal es in der heutigen Krisenzeit für verschiedene Bergregionen um das nackte wirtschaftliche Überleben geht. Es kommt hinzu, dass sich die Strompreise in den letzten 12 Monaten um über 20 % erholt haben und die Stromverkäufer zusätzlich vom massiv erstarkten Euro profitieren können. Grob gerechnet, kann davon ausgegangen werden, dass der in der Schweiz produzierte Strom heute 0.9 Rp/kWh oder insgesamt ca. 500 Millionen Franken mehr wert ist als noch vor einem Jahr:

Erhöhung Strompreis 2016-2017, Grobkalkulation	
Preis pro Kilowattstunde 2016 in Cents	2.82
Wechselkurs	1.07
Preis pro Kilowattstunde in Rappen	3.0174
Preis pro Kilowattstunde Juli 2017 in Cents	3.43
Wechselkurs	1.15
Preis in Rappen	3.9445
Preiserhöhung in Rappen	0.9271

Dazu kommen die 120 Millionen Franken Subventionen aufgrund der angenommenen Energiestrategie 2050.

Von besonderer Bedeutung ist in diesem Zusammenhang der Bericht der ECom vom 26. Juni 2017 an die UREK-N. Die ECom kommt darin grundsätzlich zum gleichen Schluss wie die bisher bekannten Gutachten Enerprice sowie Hanser und Partner, nämlich dass die Wasserkraft immer noch gewinnbringend ist. Sie schreibt ausdrücklich, die bereits mit dem neuen EnG beschlossene Marktprämie reiche daher als Stützungsbeitrag für die Wasserkraft aus. Aus ökonomischer Sicht sei eine weitere zusätzliche Förderung bzw. Stützung der Schweizer Wasserkraft nicht zu begründen (ECom-Bericht vom 26. Juni 2017, Pt. 3.1, S. 11).

Für eine Flexibilisierung und Senkung der Wasserzinsen besteht unter diesen Umständen noch weit weniger Grund als zum Zeitpunkt der Erarbeitung der bundesrätlichen Vorlage. Die in der Vorlage angenommenen Zahlen sind heute nachweisbar überholt und zwar erheblich. Bevor die Höhe der Wasserzinsen in Frage gestellt wird, ist von den Stromkonzernen zudem und endlich diesbezügliche Transparenz zu fordern.

3. DIE OPFERSYMMETRIE FORDERT VOR ALLEM DIE EIGENTÜMERKANTONE

Sollte trotzdem noch Handlungsbedarf angenommen werden, müssten im Sinne der Opfersymmetrie die Eigentümerkantone ihre Verantwortung als Erste wahrnehmen. Sie sind es schliesslich auch, die jahrelang kräftig von den Milliarden Einnahmen der Stromkonzerne profitiert haben. Sie müssen, falls notwendig, ihre Unternehmen sanieren, überbewertete Wasserkraftwerke abschreiben und notfalls Kapital einschliessen. Zu diesem Schluss kommt auch die ECom in ihrem obgenannten Bericht vom 26. Juni 2017 an die UREK-N.

4. AUSWIRKUNGEN DER GEPLANTEN WASSERZINSREDUKTION

Die Wasserzinsen machen aktuell rund 550 Mio. Fr. pro Jahr aus. Am meisten profitieren davon die Kantone Wallis (164 Mio. Fr.), Graubünden (124 Mio. Fr.), Tessin (55 Mio. Fr.), Aargau (49.6 Mio. Fr.) und Bern (45.5 Mio. Fr.). Durch die Reduktion des Wasserzinsmaximums auf 80 Fr./kW_{br} würden die Kantone rund 150 Mio. Fr. verlieren. Je nach Kanton ist die Gewässerhoheit unterschiedlich geregelt. So erhalten z.B. in den Kantonen Wallis und Graubünden auch die Gemeinden einen Anteil am Wasserzins, im Kanton Bern jedoch nicht. Damit sind neben den Kantonen auch die Gemeinden in einem unterschiedlichen Ausmass von der Reduktion der Wasserzinsen betroffen. Bei den Standortgemeinden handelt es sich sehr oft um strukturschwache Gemeinden. Diese könnten ohne die Wasserzinseinnahmen in bisheriger Höhe ihr Leistungsniveau zu Gunsten der Bevölkerung nicht aufrechterhalten. Die Gemeinden würden für die Bevölkerung und Wirtschaft weniger attraktiv, Abwanderungstendenzen würden verstärkt oder müssten mit zusätzlichen Mitteln aus dem kantonalen Finanzausgleich oder anderen Unterstützungsmassnahmen kompensiert werden. Die vom Bundesrat vorgeschlagene Senkung der Wasserzinsen hätte somit erhebliche

negative Auswirkungen auf die Berggebiete und läuft somit den Zielen der föderalen Autonomie der Gebietskörperschaften, der Regionalpolitik und der dezentralen Besiedlung zuwider.

In Graubünden werden die Wasserzinsen zwischen Kanton und Gemeinden hälftig geteilt. Die beiliegende Tabelle "Verhältnis Wasserzins- zu Steuereinnahmen" zeigt, dass bei 15 Gemeinden die jährlichen Wasserzinseinnahmen sogar höher sind als die Einnahmen aus ordentlichen Steuern. Würden die Wasserzinsen gemäss Vorschlag des Bundesrates auch "nur" um 27 % gesenkt, wäre dies für diese Gemeinden gleichbedeutend, wie wenn die Steuereinnahmen von einem Tag auf den anderen um 14 % gesenkt oder ein Siebtel der Steuerpflichtigen die Gemeinde verlassen würden.

5. ENERGIEPOLITIK IN DER SCHWEIZ IM UMBRUCH

Die Energiewende soll in der Schweiz in zwei Etappen vollzogen werden. Die erste Etappe wurde vom Stimmvolk am 21. Mai 2017 nach intensiven Diskussionen im Parlament mit der Abstimmung über das Energiegesetz gutgeheissen. Die Stimmbevölkerung in den Berggebieten hat dieser ersten Etappe ausnahmslos zugestimmt. Verschiedene Massnahmen dieser ersten Etappe sind als kurzfristige Massnahmen konzipiert. So insbesondere die Unterstützungsmassnahmen für die Wasserkraft in Form der Marktprämie und der Investitionsprämie. Der ersten Etappe muss deshalb eine zweite Etappe folgen.

Als zweite Etappe der Energiewende war ursprünglich vom Bundesrat die Einführung eines Klima- und Energielenkungssystems KELS geplant. Bereits in der Vernehmlassung zeichnete sich ab, dass dieses KELS politisch keine Chance hat. Das eidgenössische Parlament hat dies mit dem äusserst deutlichen Nichteintretensbeschluss auf die Vorlage bestätigt. Das Parlament ist sich aber offensichtlich auch bewusst, dass eine zweite Etappe folgen muss. Die Arbeiten für ein neues Strommarktdesign wurden deshalb bereits aufgenommen. Im Moment ist völlig unklar, in welche Richtung sich dieses neue Strommarktdesign entwickeln wird. Das neue Marktdesign ist aber ohne Zweifel entscheidend für die zukünftige Preisgestaltung auf dem Strommarkt und hat damit auch Einfluss auf die Diskussion rund um die Wasserzinsen. Dabei werden auch Fragen der Strommarktöffnung in der Schweiz und der Zusammenarbeit mit der Europäischen Union einen entscheidenden Einfluss haben. Eine vollständige Strommarktöffnung würde es vielen Verteilnetzbetreibern verunmöglichen, für ihre Wasserkraftwerke kostendeckende Tarife bei den heute gebundenen Kunden in der Grundversorgung zu realisieren. Die IBK ist deshalb klar der Auffassung, dass die Frage des Wasserzinses erst aufgeworfen werden kann, wenn Klarheit über das neue Strommarktdesign besteht. Damit ist auch gesagt, dass die vom Bundesrat vorgeschlagene Übergangsfrist bis 2022 wohl unrealistisch ist. Es wird angesichts der Komplexität der Fragestellungen und der divergierenden Meinungen über die Ausgestaltung des zukünftigen Strommarktdesigns kaum gelingen, bis 2022 ein neues Strommarktdesign in Kraft zu setzen. Deshalb beantragen wir, die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern und zwar solange, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

6. UNGLEICHE SPIESSE IM VERGLEICH ZUM BENACHBARTEN AUSLAND

Die aktuell schwierige Marktlage für den Absatz von Strom aus Schweizer Produktion ist wesentlich mitversursacht durch die Förderpolitik insbesondere in Deutschland, Frankreich und Italien. Diese gewähren den Produzenten von erneuerbaren Energien mittels Ausschreibungen feste Vergütungen – ein Privileg, das die Schweizer Wasserkraftwerke heute nicht geniessen. Deutschland überschwemmt derzeit den Strommarkt mit Strom aus neuen erneuerbaren Energieträgern wie Wind und Sonne sowie aus Kohle. Die meisten dieser Kraftwerke realisieren einen Teil ihrer Kostendeckung aus Netzgebühren in Form von garantierten Preisen oder durch die Teilnahme an Kapazitätsmärkten, welche die Rolle dieser Werke als "Strategische Reserve" abgelten. Erschwerend kommt dazu, dass die Preise für CO₂-Zertifikate nicht den wahren Gegebenheiten entsprechen.

Es ist u.a. diese Förderpolitik im benachbarten Ausland, welche derzeit den Strompreis massiv drückt und nicht die Höhe des Wasserzinses, die den Kraftwerken Probleme bereitet. Mit Gesteuerungskosten von durchschnittlich unter 5 Rp/kWh ist die Wasserkraft nämlich nach wie vor wettbewerbsfähig im Vergleich zu den genannten Kraftwerkstypen im Ausland. Es wäre deshalb mehr als nur stossend, die Zeche für die politischen Interventionen in den Strommarkt durch die Berggebiete und deren Bevölkerung tragen zu lassen.

7. WASSERZINS IST ABGELTUNG FÜR RESSOURCENNUTZUNG

Das Wasser ist eine der wenigen natürlichen Ressourcen der Schweiz. Die aktuelle Bundespolitik, namentlich die neue Regionalpolitik, fordert von den Berggebieten, dass sie unternehmerisch tätig sind und ihre Potenziale bestmöglich nutzen. In dieser Beziehung ist die Wasserkraft eines der wichtigsten Potenziale. Der Wasserzins stellt eine Abgeltung für die Ressourcennutzung, in diesem Fall des Wassers, dar. Der Wasserzins stellt auch eine Art Entschädigung für den Verzicht auf andere Nutzungen des entsprechenden Raumes dar, wie z. B. Landwirtschaft und Tourismus. Der Wasserzins ist in diesem Sinne kein Marktpreis, der allein von Angebot und Nachfrage gesteuert wird, sondern, wie ausgeführt, ein politisch festgelegtes Entgelt für eine Ressourcennutzung. Eine veränderte Marktsituation darf deshalb auch nicht als Rechtfertigung für eine Senkung des Wasserzinses herbeigezogen werden. Mit dem Wasserzins nimmt die Schweiz im internationalen Kontext übrigens eine Vorreiterrolle ein. Österreich kennt z. B. im Gegensatz zur Schweiz keinen Wasserzins. Dabei fordert zum Beispiel auch die Alpenkonvention als alpenweites Vertragswerk, dass die Mitgliedstaaten eine angemessene Entschädigung für die Ressourcennutzung vorsehen (Art. 7 des Energieprotokolls und Art. 11 des Protokolls Raumplanung und Nachhaltige Entwicklung).

Der Wasserzins als Abgeltung der Ressourcennutzung kommt direkt und voll den Standortkantonen und -gemeinden zu. Dies im Unterschied zu den Steuererträgen aus der Wasserkraftnutzung. Diese sind abhängig von den Besitzverhältnissen. Die Besitzverhältnisse sind aus Sicht der Berggebiete oftmals nachteilig. So befinden sich z. B. nur gerade 17 % der Wasserkraft des Kantons Graubünden im Besitz des Kantons und der Bündner Gemeinden. Das heisst, dass 83 % der Erträge ausserhalb des Kantons anfallen. Den Standortkantonen als Ressourcenlieferanten entgehen somit substantielle Erträge aus dem Markterlös der Wasserkraft. Die Bergkantone kämpfen seit Jahrzehnten und auf verschiedenen Ebenen für eine faire "Partnerwerkbesteuerung", damit wenigstens ein Teil der Ertragssteuern am Produktionsstandort und damit im Berggebiet verbleibt. Die Eigentümerkantone wussten eine solche faire Besteuerung bis heute zu verhindern. Auch unter diesem Aspekt wäre eine Senkung der seit 100 Jahren ohnehin schon limitierten Wasserzinsen staatspolitisch unverständlich.

8. PRODUKTIONSEINBUSSEN NICHT NUR WEGEN DER MARKTSITUATION

Die Strombranche beklagt seit einigen Jahren systematisch die angeblich hohe Last durch die Wasserzinsen. Dabei verschweigt sie, dass die Wasserzinsen nur einen kleinen Teil der Lasten ausmachen. Beim aktuellen Wasserzinsmaximum von 110 Fr./kWh_{br} macht der Wasserzins ca. 1.6 Rp./ kWh aus. Der Wasserzins hat dabei durchaus seine Berechtigung und zwar unabhängig von der jeweiligen Marktsituation, wie schon weiter oben ausgeführt. Bei der Beurteilung der Lage der Wasserkraftproduzenten muss berücksichtigt werden, dass deren Handlungsspielraum und Marktpotenzial auch durch andere Bestimmungen in den letzten Jahren erheblich eingeschränkt wurden. So führen u.a. die neuen Restwasserbestimmungen aus dem Jahr 1992 zu einer Produktionseinbusse von rund 140 Millionen Franken. Die Umweltauflagen für Renaturierungsprojekte sowie die unendlich sich hinziehenden Bewilligungsverfahren wie beispielsweise für den Ausbau der KWO im Grimselgebiet und für den Ausbau von Übertragungsnetzen führen ebenfalls zu erheblichen Kostensteigerungen. Es ist daher falsch, wenn nun der Wasserzins in Frage gestellt wird und damit die aktuelle

Lage der Wasserwirtschaft einzig von den konzedierenden Kantonen und Gemeinden bewältigt werden müsste.

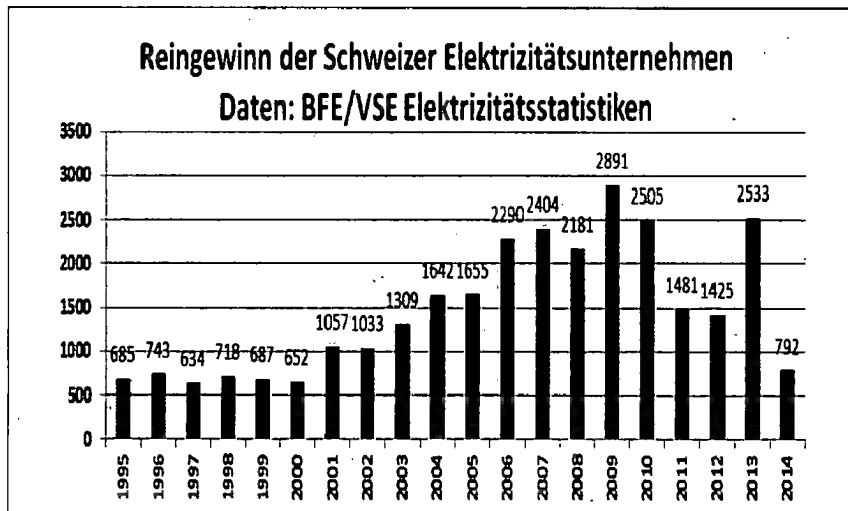
9. VERFÄLSCHTE DARSTELLUNG DER ERTRAGSLAGE

Die aktuellen Gestehungskosten für die Wasserkraft liegen gemäss dem Gutachten von BHP - Hanser und Partner AG bei rund 5 Rp./kWh. Davon machen die Finanzkosten, Abschreibungen und Steuern mit rund 2 Rp./kWh den grössten Teil aus. Der Wasserzins liegt mit 1.6 Rp./kWh darunter ebenso wie die Betriebskosten mit rund 1 Rp./kWh. Von den Stromkonzernen werden bei der aktuellen Diskussion um den Wasserzins immer nur diese Gestehungskosten als Argument ins Feld geführt. Dabei wird verschwiegen, dass der Strom an die Endkunden und im Export nach Italien zu einem wesentlich höheren Preis verkauft wird und somit die Konzerne immer noch eine erhebliche Gewinnmarge aufweisen. Der Strom konnte während den letzten 15 Jahren immer gewinnbringend verkauft werden. Die Reingewinnmarge des gesamten verkauften Stroms aus Wasserkraft lag auch im Jahr 2015 noch bei durchschnittlich 2 Rp./kWh. Auch im Vergleich zu anderen Technologien ist die Wasserkraft absolut konkurrenzfähig, so liegen die Gestehungskosten von Strom aus den KKW Beznau oder Mühleberg bei 8 – 8.5 Rp./kWh (wenn beide Blöcke in Beznau in Betrieb wären, ansonsten liegen sie noch höher) und damit doppelt so hoch wie die Gestehungskosten aus Wasserkraft. Zu beachten ist ferner, dass etwa die Hälfte bis zwei Drittel des Stromes aus Wasserkraft an Endkonsumenten in der Grundversorgung geliefert werden. Hier bestehen keine Rentabilitätsprobleme, da hier ohnehin nicht die tiefen Marktpreise spielen, die von den Stromkonzernen als Begründung für die Senkung des Wasserzinses angeführt werden. Aus den dargelegten Marktverhältnissen geht klar hervor, dass eine Senkung der Wasserzinsen auf der Grundlage der aktuellen Marktlage nicht gerechtfertigt ist und zur Hälfte ohnehin an die gebundenen Kunden weitergegeben werden müsste, also gemäss geltendem Recht gar nicht von den Stromkonzernen einbehalten werden dürfte. Die Ursachen für allfällige Defizite der grossen Stromkonzerne sind nicht beim Wasserzins zu suchen, der als fixe Grösse langfristig voraus in die Konzernrechnungen eingeplant werden könnte, sondern bei politischen und unternehmerischen Fehlentscheidungen, u.a. bei Fehlinvestitionen in andere Technologien, so z.B. in Kohlekraftwerke im Ausland und teure Nachrüstungen in Kernkraftwerke in der Schweiz, die heute aus technischen Gründen nicht betrieben werden können.

10. HOHE GEWINNE UND RESERVEN DER STROMKONZERNE

Die in der Elektrizitätsstatistik erfassten Unternehmen erzielten zwischen 1995 und 2014 gemäss Bundesstatistik einen Gesamtgewinn von 29.3 Mrd. Fr. Dies entspricht einem jährlichen Durchschnitt von 1.465 Mrd. Fr. Die Reserven der Unternehmen sind per Ende 2014 auf 22.5 Mrd. Fr. angestiegen. Angesichts dieser Zahlen muss die Frage gestellt werden, wo denn eigentlich das Problem liegt. Die Konzerne müssten eigentlich die derzeitige vorübergehende Baisse bei den Strompreisen aus eigenen Mitteln kompensieren können. Sicher ist es jedoch falsch, den Bergkantonen und -gemeinden nun quasi die Schuld zuzuweisen und ihnen eine Reduktion des Wasserzinses zuzumuten, ohne dass die Stromkonzerne selber sich im Sinne der Opfersymmetrie auch mit eigenem Kapital an der Entschuldung teurer Anlagen beteiligen würden. An dieser Stelle muss nochmals in Erinnerung gerufen werden, dass die grossen Stromkonzerne wie Alpiq und Axpo ihren Hauptsitz im Mittelland haben und die Besteuerung der Unternehmensgewinne in erster Linie dort erfolgt. Falls die grossen Stromkonzerne wirklich in eine finanzielle Schieflage geraten, dann sind sie vermutlich "too big to fail" und es wäre zu erwarten, dass auch die Standortkantone sich an Massnahmen zur Stabilisierung ihrer Konzerne beteiligen. Zudem müsste auch erwartet werden, dass die Stromkonzerne ihre Dividendenausschüttung zurückfahren. Im Jahr 2015 wurden immerhin noch 500 Mio. Fr. an Dividenden ausbezahlt. Die plakative Frage stellt sich: wird Druck auf die Wasserzinsen gemacht (welche den Berggebieten zu Gute kommen), damit die Standortkantone (im Mittelland) weiterhin hohe Dividenden einkassieren können?

Die ElCom betont in ihrem obgenannten Bericht vom 26. Juni 2017 ebenfalls, den meisten Unternehmen der Branche gehe es gut. Dies würden auch die in der Elektrizitätsstatistik ausgewiesenen Reserven zeigen, die insgesamt rund 22.5 Milliarden Franken betragen.



Wasserrechtskonzessionen werden meistens für die Dauer von mindestens 80 Jahren vergeben. Ökonomisch gute Jahre wechseln mit weniger guten oder gar defizitären Jahren ab. Die Konzessionäre haben wegen der langen Konzessionsdauer genügend Zeit, um sich entsprechend einzustellen und entsprechende Reserven zu äufnen. Es ist nicht das erste Mal, dass die Stromkonzerne in einer kurzfristig schlechteren wirtschaftlichen Phase versuchen, die ohnehin schon gesetzlich limitierten Wasserzinsen noch weiter zu senken. In den Neunziger Jahren lief dieser Versuch unter dem Begriff der nicht amortisierbaren Investitionen (NAI). Die Politik tut gut daran, sich bei derart langfristigen Vertragsverhältnissen nicht einzumischen, sondern den Markt spielen zu lassen.

11. KÜNFTIGE BEDEUTUNG DER WASSERKRAFT

Die Wasserkraft scheint derzeit in der Schweiz mit marktbedingten Problemen zu kämpfen. Dabei gilt zu beachten, dass der Markt wesentlich durch externe Faktoren verzerrt ist. Die IBK ist der Meinung, dass die Wasserkraft derzeit gezielt und bewusst schlecht geredet wird, um einen politischen Druck auf den Wasserzins auszuüben. Betrachtet man jedoch die absehbare zukünftige Entwicklung im Energiesektor, so zeigt sich ein völlig anderes Bild. Die Schweizer Bevölkerung hat entschieden, aus der Kernkraft auszusteigen. Das bedeutet, dass 40 % der Stromproduktion ersetzt oder eingespart werden müssen. Die einzige erneuerbare und einheimische Energiequelle, die substantiell zu dieser Energiewende beitragen kann, ist die Wasserkraft, die bereits heute rund 56 % der Stromproduktion abdeckt. Im Interesse der Landesversorgung muss deshalb die Wasserkraft sogar weiter ausgebaut werden. Das Stimmvolk hat dieser Absicht mit seinem Ja zur ersten Etappe der Energiepolitik am 21. Mai 2017 zugestimmt. Es hat sich dabei einverstanden erklärt, die Wasserkraft vorübergehend mit einer Marktprämie und Investitionsbeiträgen zu unterstützen. Bei der Interessensabwägung sind zudem künftig die Interessen der Energieversorgung als von gleichwertigem nationalem Interesse einzustufen wie z. B. der Natur- und Landschaftsschutz. Dies ist ebenfalls ein wichtiges Signal, damit Kraftwerke ausgebaut, erneuert und allenfalls auch neue gebaut werden können. Die gesellschaftliche und wirtschaftliche Entwicklung geht im Trend eindeutig in Richtung vermehrten Stromkonsums. Die Digitalisierung von Wirtschaft und Gesellschaft erfordert eine ausreichende und stabile Stromversorgung. Mit der geplanten Umstellung des motorisierten Individualverkehrs auf Elektroantrieb wird

der Bedarf nach Strom in ganz Europa massiv steigen. Die schweizerische Wasserkraft wird hier ein Trumpffaktor sein.

12. ALTERNATIVVARIANTE FÜR DIE ÜBERGANGSREGELUNG (Art. 49 Abs. 1 und 1^{bb})

Der Erläuternde Bericht zur Teilrevision enthält für die Übergangsregelung einen Alternativvorschlag. Gemäss diesem Alternativvorschlag soll es nur punktuelle Wasserzinsreduktionen für klar defizitäre Kraftwerke geben, wobei als Voraussetzung die Marktprämienberechtigung für Grosswasserkraftwerke gemäss Artikel 30 nEnG herangezogen werden soll.

Alle zwischenzeitlich bekannten Studien sind zum Schluss gekommen, dass die Wasserkraft immer noch gewinnbringend ist. Selbst die ECom kommt in ihrer Analyse vom 26. Juni 2017 zuhanden der UREK des Nationalrates zum Schluss, dass allfällige Unterdeckungen ohne weiteres von den Gesellschaften selber getragen werden können und auch sollen. Gerade Alpiq und Axpo sollen gemäss ECom nach wie vor über eine "solide Liquiditätsbasis" verfügen, um ihren laufenden Verpflichtungen nachkommen zu können. Zudem hätten die beiden Unternehmungen ein Bonitätsrating, das ihnen den Zugang zum Kapitalmarkt als Finanzierungsquelle sicherstelle. Zu guter Letzt weist die ECom zurecht auch darauf hin, dass schliesslich auch die Aktionäre der beiden Konzerne, zu denen viele Kantone und Gemeinden gehören, finanziell durchaus in der Lage seien, die negativen Ergebnisse von Alpiq beziehungsweise Axpo auszugleichen. Die ECom kommt daher zum Schluss, die bereits mit dem neuen EnG beschlossene Marktprämie reiche als Stützungsbeitrag für die Wasserkraft aus. Aus ökonomischer Sicht sei eine weitere zusätzliche Förderung bzw. Stützung der Schweizer Wasserkraft nicht zu begründen (ECom-Bericht vom 26. Juni 2017, Pt. 3.1, S. 11).

Aus diesen Gründen besteht nach Ansicht der IBK auch für punktuelle Wasserzinsreduktionen absolut kein Grund.

Zudem hat der Grosse Rat des Kantons Graubünden am 31. August 2017 den Auftrag Kollegger mit 100 : 0 Stimmen überwiesen, welcher die Regierung verpflichtet, sich nach Kräften dafür einzusetzen, dass die Wasserzinsen mindestens auf heutigem Niveau gehalten werden. Ausnahmen sind im Auftrag keine vorgesehen.

13. WASSERZINSBEFREIUNG BEI GEWÄHRUNG VON INVESTITIONSBEITRÄGEN (Art. 50a)

Dieser Teil der vorgeschlagenen WRG-Teilrevision geht auf die Motion der UREK-S vom 26. August 2014 zurück (14.3668). Der Vorschlag zur kompletten Wasserzinsbefreiung im Falle einer Gewährung von Investitionsbeiträgen gemäss EnG gründet auf dem Gedanken, dass die verleihenden Gemeinwesen keinen Wasserzins erhalten sollen, wenn das Kraftwerk nur dank Investitionshilfen aus dem entsprechenden Netzzuschlag realisiert werden kann. Die IBK lehnt diesen Vorschlag ab. In Graubünden steht die Wasserhoheit den Gemeinden zu und diese erteilen die wasserrechtlichen Konzessionen. Bei einem bundesrechtlich vorgeschriebenen Wasserzinsverzicht während der Baufrist und während 10 Jahren ab Inbetriebnahme des Werkes würde kaum eine Gemeinde einer Konzession oder einer Konzessionserweiterung zustimmen. Eine Staffelung des Wasserzinses ist bereits unter der heutigen Gesetzgebung möglich und soll daher auch weiterhin Verhandlungssache der Parteien sein.

Zudem sei auch an dieser Stelle an den vom Grossen Rat einstimmig überwiesenen Auftrag Kollegger erinnert.

14. GRENZKRAFTWERKE - ABSTIMMUNG IM INTERNATIONALEN VERHÄLTNIS (Art. 7 und Art. 49 Abs. 1)

Gemäss den Ausführungen im EB bewirkt dieser Vorschlag keine materielle Änderung zum geltenden Recht (Ziff. 1.2 am Schluss). Damit mangelt es der vorgeschlagenen Anpassung schon an der fundamentalen Voraussetzung für eine Gesetzesrevision. Es ist auch nicht ersichtlich, wo denn deren Nutzen sein soll. Solange ein solcher Nutzen nicht belegt ist, lehnt die IBK die entsprechende Revision ab. In den Vernehmlassungsunterlagen wird betont, die vorgesehene Teilrevision habe keinerlei materielle Änderung zum geltenden Recht zur Folge, namentlich mit Bezug auf die betroffenen Kantone. An dieser Aussage ist der Bund in jedem Falle zu behaften.

15. ZUM BUNDESRECHTLICHEN MODELL EINES FLEXIBLEN WASSERZINSES

Der Bundesrat stellt in den Vernehmlassungsunterlagen auch das Modell eines flexiblen Wasserzinses bestehend aus einem fixen und einem variablen, marktabhängigen Teil zur Diskussion. Obwohl nur "Erkenntnisse zur Akzeptanz" gewonnen werden sollen, ist dieses Vorgehen des Bundesrates doch einigermaßen erstaunlich. Immerhin hat es nämlich der Ständerat am 3.12.2015 abgelehnt, gewisse Massnahmen zur Flexibilisierung der Wasserzinsen in den Vordergrund zu stellen und hat den entsprechenden Satz in der Motion sogar gestrichen, um "ergebnisoffen" arbeiten zu können, wie es in der Debatte hiess. Nachdem der Nationalrat dieses Vorgehen am 2.3.2016 diskussionslos bestätigte, wirkt es befremdend, wenn der Bundesrat nun trotzdem dieses Modell zur Diskussion stellt und zwar als einziges. Befremdend umso mehr, als es sich ja um eine Forderung der Stromkonzerne handelt, die sie alle paar Jahre wieder vorbringen. Das Modell würde, nach 1916 (siehe erster Absatz zur Historie), eine noch stärkere Bevormundung und ein noch massiverer Eingriff in die Eigentumsrechte der Bergkantone bedeuten.

Für die IBK kommt dieses Modell aber auch rein thematisch zu früh. Bevor über eine allfällige Neuregelung der Wasserzinsen gesprochen wird, muss zunächst das zukünftige Strommarktdesign bekannt sein. Zudem müssten dann die genauen Eckwerte des Modells definiert werden. Selbst dann käme aber das Modell fix/flexibel nach Meinung der IBK nur in Frage, wenn der fixe Teil mindestens der Höhe der bisherigen 110 Fr./kW_{br} entsprechen würde.

16. VORSCHLÄGE DER IBK IM HINBLICK AUF EIN NEUES STROMMARKTMODELL

Da das Modell eines flexiblen Wasserzinses nun zur Diskussion gestellt wird, erlauben wir uns im Hinblick auf ein neues Strommarktmodell und zur Unterstreichung der Bedeutung der Wasserkraft noch die nachfolgenden Bemerkungen und Vorschläge:

Die Wasserkraft ist die Wirbelsäule der Versorgungssicherheit in der Schweiz. Im europäischen Verbund nimmt der Anteil der fluktuierenden erneuerbaren Energien zu. Dies wird die Reservehaltung und das Leistungsmanagement in Zukunft stärker strapazieren als bisher. Dank den bestehenden Speicherkraftwerken ist es möglich, Versorgungsengpässe zu vermeiden und Stromimporte dann zu tätigen, wenn die Preise besonders tief sind und die Speicherbecken in dieser Zeit zu schonen. Die Schweiz importiert heute viel Strom zu sehr tiefen und manchmal sogar negativen Preisen und verkauft diesen Strom, häufig zeitverschoben und zu höheren Preisen, ans benachbarte Ausland. Ihre Rolle als Stromdrehscheibe Europas nützt allen Beteiligten und war stets gewinnbringend. Die Grossverbraucher in der Schweiz mit Marktzugang konnten in den letzten Jahren ihre Stromkosten signifikant senken, oftmals mehr als halbieren.

Dies war ohne Gefährdung der Versorgungssicherheit nur möglich, weil die Speicherseen in den Alpen jederzeit eine hohe Leistung (kW) und grosse Energiereserven (kWh) vorhielten, um bei schwachem Wind oder

fehlender Sonne mit ebenfalls kostengünstiger Eigenproduktion einzuspringen. Allerdings werden die Inhaber und Betreiber der Speicherseen heute für diese Reservehaltung nicht angemessen entschädigt. Gäbe es sie aber nicht, müsste man einen ebenbürtige Lösung neu beschaffen und teuer einkaufen.

Die Schweiz kann die Versorgungssicherheit nicht einfach an die Nachbarländer delegieren. Die Nutzung von Stromimporten ist preislich zweifellos interessant und steht ausser Diskussion. Aber der für alle Beteiligten höchst lukrative Stromhandel muss über die nötigen Sicherheitspolster verfügen. Die Lücken in der heutigen Regulierung haben in jüngster Zeit wiederholt zu Alarmmeldungen des Übertragungsnetzbetreibers Swissgrid geführt. Es lässt sich nicht länger verbergen, dass die Versorgungssicherheit der Schweiz, insbesondere die Reservehaltung von Energie, ungenügend geregelt ist.

Bei dieser Ausgangslage und im Hinblick auf die entsprechenden Vorschläge der Stromkonzerne gestattet sich auch die Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden die nachfolgenden Modelle einer Strategischen Reserve und eines Speicherzuschlages zur Prüfung vorzuschlagen. In beiden Fällen berufen wir uns betragsmässig zumindest auf die Besitzstandswahrung.

16.1 Vorschlag einer Strategische Reserve für Notsituationen und als Sicherheitspolster

Wie andere Länder Europas sollte auch die Schweiz eine Strategische Energie-Reserve für Notfälle zur Pflicht machen. Entsprechende Modelle wurden im In- und Ausland, und bei uns auch vom Schweizerischen Wasserwirtschaftsverband (SWV) diskutiert.¹ Die Wasserspeicher in den alpinen Speicherseen eignen sich als Pflichtlager hervorragend. Die Mechanik für die Schweiz lässt sich wie folgt skizzieren:

- Die Speicherseen der Schweiz scheiden eine Strategische Energie-Reserve aus, die am Markt weder gehandelt noch regulär verkauft wird.
- Die Strategische Reserve ergänzt die Instrumente von Swissgrid und von privaten Stromhändlern, die zeitlich adressierte Leistungs- und Energievorhaltung nachfragen.

Es handelt sich bei der Strategischen Reserve also (vergleichbar mit der Geldpolitik) um ein "lending of the last resort", die nur zum Zuge kommt, wenn alle anderen Transaktionen versagen.

Eine Beschaffung der Strategischen Reserve auf Basis von Auktionen wäre nicht zielführend. Die Entschädigungen für die Strategische Reserve sollen vielmehr dazu beitragen, Erhalt und Modernisierung der Speicherkraftwerke zu gewährleisten und die Gewinnausfälle zu kompensieren, die aus Vermarktungsverzichten hervorgehen. Wettbewerbliche Verfahren würden die Speicherseen in Wettbewerb mit der subventionierten Leistungsreserve aus Kohlekraftwerken in Deutschland setzen, was einer echten Kostenwahrheit zuwiderläuft.

Die Finanzierung der Strategischen Reserve durch Swissgrid auf Basis von Beschaffungskosten ist für alle Beteiligten von Nutzen:

- Alle Nutzniesser, auch die Grossverbraucher, profitieren von der erhöhten Versorgungssicherheit und tragen nach dem Verursacherprinzip zur Finanzierung bei.
- Die Finanzierung der Nutzungsentgelte des Rohstoffs "Wasser" (Wasserzinsen) ruht nicht mehr allein auf den Schultern der gebundenen Kunden, sondern wird breiter verteilt. Die Abgeltung der Reservehaltung von Speicherwasser kann wie der Netzzuschlag strukturiert werden.

¹ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Ein Strommarkt für die Energiewende, Diskussionspapier (Grünbuch) 2014, Seite 43; Piot/Beer, 2016: "Wege zu einem neuen Strommarktdesign", Artikel von Michel Piot und Michael Beer in: VSE-Bulletin 8/2016; Aarau sowie Bernische Kraftwerke (BKW): Ein Kapazitätsmarkt für die Schweiz

- Für die gebundenen Kunden ändert sich am Strompreis voraussichtlich sehr wenig. Sie dürfen bei einer Beteiligung der Grossverbraucher sogar mit Entlastungen bei den Strompreisen rechnen, während die Netzgebühren für Systemdienstleistungen leicht ansteigen. Die Grossverbraucher werden die Kosten ebenfalls kaum spüren, denn sie profitierten von starken Preisnachlässen und die Beteiligung an den Kosten der Versorgungssicherheit ist für sie zumutbar.

Die Wirkung der Strategischen Reserve auf die Marktpreise und auf die Entgelte für Systemdienstleistungen ist minimal, weil sie nicht aktiv zum Kauf angeboten wird. Die Gewinnmarge von Speicherkraftwerken und Pumpspeicherwerken verschlechtert sich somit nicht.

16.2 Verknüpfung mit den Wasserzinsen

Es ist unmittelbar einsichtig, dass sich mit der Abgeltung der Energievorhaltung die Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft verbessert. Es ist auch durchaus möglich, die Neuregelung der Strategischen Reserve mit einer ertragsneutralen Neuregelung der Wasserzinsen zu verknüpfen. Dies könnte wie folgt geschehen:

1. Die Speicherkraftwerke erhalten eine Abgeltung für strategische Reservehaltung von Speicherseewasser bzw. Energie, welche zweckgebunden und verfassungsmässig abgesichert zur Begleichung von Wasserzinsen im Standortkanton zu verwenden ist. Die innerkantonale Verwendung wäre selbstverständlich, wie heute, Sache der Kantone. So könnten in Graubünden die entsprechenden Abgeltungen ohne weiteres auch im bisherigen Verhältnis der Wasserzinsaufteilung auf die einzelnen Gemeinden verteilt werden.
2. Der Umfang der strategischen Reserve definiert sich durch die vorzuhaltende Wassermenge in m³ oder in GWh während den Monaten mit knapper Versorgung, derzeit das Winterhalbjahr. Swissgrid bestimmt die Grösse der Reserve im Rahmen der gesetzlich festgelegten Ziele, zum Beispiel ein Energievorrat zur stromautarken Bewirtschaftung der Schweiz während minimal vier Wochen.²
3. Im Umfang der Mehrleistungen für die Strategische Reserve kann ein pauschaler Abzug von dem bisher geltenden gesetzlichen Maximum der Wasserzinsen vorgenommen werden.

Die Betreiber der Wasserkraftwerke verpflichten sich als Gegenleistung für die dadurch entstehende Senkung der Nutzungsentgelte, die definierte Energiereserve nicht selber zu vermarkten, sondern der Verfügungsgewalt von Swissgrid zu unterstellen.

Die entsprechenden Details können dem von der IBK eingereichten "Bericht Wasserzinsen 2017" von Dr. Rudolf Rechsteiner entnommen werden.

Es ist zu betonen, dass dieser Vorschlag im Vorstand der IBK zu einer Zeit entstand, als die Stromkonzerne und weite Teile der Politik von einem jährlichen Fehlbetrag der Wasserkraft von bis zu 700 Millionen Franken sprachen und eine Kürzung der Wasserzinsen kaum abwendbar schien (siehe z.B. parlamentarische Initiative Röstli vom 16.6.2016 betreffend Sicherung der Selbstversorgung mit Strom aus Wasserkraft zur Überbrückung der aktuellen Preisbaisse). Bei den heute gutachtlich ausgewiesenen Zahlen kann keine Frage darüber bestehen, dass das heutige Wasserzinsmaximum von 110 Fr./kW_{br} auch weiterhin und per se als Ressourcenabgeltung seine volle Berechtigung hat. Der Vorschlag wird aber hier im Sinne des Aufzeigens der besonderen Werthaltigkeit der Wasserkraft insbesondere unter dem Regime der Energiestrategie 2050 trotzdem aufgeführt. Als wertvoller Speicher hat die Wasserkraft nämlich durchaus eine Zukunftschance, aber

² Gesetz und Verordnung können hier selbstverständlich Abweichungen vorsehen, soweit diese versorgungsdienlich sind, etwa für Speicherseen und Auffangbecken, die mit Pumpspeicherwerken verknüpft sind.

nur dann, wenn es ihr gelingt, sich in einem neuen Strommarktdesign komplementär zu den neuen Erneuerbaren Quellen zu platzieren. Das nähme auch Druck von den Wasserzinsen.

16.3 Speicherschlag (von Expertengruppe des Bundesrates schon 2008 vorgeschlagen)

Im Zusammenhang mit den Diskussionen um die letzte Erhöhung der Wasserzinsen empfahl eine vom Bundesrat eingesetzte Expertengruppe schon 2008 die Einführung von Speicherschlägen. Der entsprechende Bericht hält fest:

"Bundesrechtlich einheitlich festgesetzte Speicherschläge erlauben es, die Qualität der Stromproduktionsmöglichkeiten aus Speicherseen sowie die höhere Wertschätzung von Spitzen- und Regelleistung aus Speicherkraftwerken mit einem nach einer einheitlichen Regel ermittelten Zuschlag zu berücksichtigen."

Durch geschicktes Lobbying ist es den Stromkonzernen sowohl 1996 als auch 2009 im National- und Ständerat gelungen, diesen Speicherschlag zu verhindern; 1996 nur äusserst knapp mit Stichentscheid des Nationalratspräsidenten. Das heisst, die wertvolle, regulierende Leistung der Speicherkraftwerke für das gesamte Schweizer Stromnetz wird im heutigen Wasserzins gar nicht berücksichtigt.

Auf der Grundlage dieses Bundesberichts hätte der Kanton Wallis heute Anrecht auf zusätzliche 38 Millionen Franken Wasserzinsen (24 Prozent von 160 Millionen) und der Kanton Graubünden auf zusätzliche 18 Millionen (15 Prozent von 120 Millionen). Alle Gebirgskantone zusammen kämen auf ein Plus von rund 65 Millionen pro Jahr. Hochgerechnet auf die letzten 20 Jahre (bis 2010 mit dem alten Basissatz von 80 Fr./kW, ab 2011 mit dem neuen Basissatz von 100 Fr./kW und ab 2015 mit 110 Fr./kW) resultiert daraus rund eine Milliarde, die den Gebirgskantonen vorenthalten wurde, beziehungsweise die Gewinne der Stromkonzerne steigerte.

Im Rahmen der Debatte über die neue Strommarktordnung ist deshalb neben der obgenannten Strategischen Reserve auch die Thematik der Speicherschläge neu zu prüfen.

Fazit

Die Diskussion um eine allfällige Neuregelung des Wasserzinses kann nicht losgelöst vom künftigen Strommarktdesign geführt werden. Solange das neue Marktdesign noch nicht bekannt ist, muss die bisherige Wasserzinsregelung beibehalten und der bisherige Wasserzins von 110 Fr./kW_{br} unverändert auf bisherigem Niveau weitergeführt werden. Die Berggebiete ganz allgemein, aber insbesondere die am schwersten betroffenen Konzessionsgemeinden sind keinesfalls bereit, alleine die Zeche für eine verfehlte Strommarktpolitik in der Schweiz und im benachbarten Ausland sowie für unternehmerische Fehlentscheide zu bezahlen. Würde eine unhaltbare, länger andauernde defizitäre Wasserkraft lückenlos nachgewiesen, müsste bei notwendig werdenden Unterstützungsmassnahmen eine Opfersymmetrie Platz greifen. Die aktuelle Marktsituation ist jedenfalls keine zulässige Begründung für einseitige Korrekturmassnahmen beim Wasserzins auf dem Buckel der Berggebietskantone und -gemeinden. Zudem haben sich die Strompreise in den letzten 12 Monaten um über 20 % erhöht und die Stromverkäufer auf dem freien Markt können zusätzlich vom massiv erstarkten Euro profitieren. Von einer generell defizitären Wasserkraft kann heute ohnehin keine Rede sein. Bevor die Höhe der Wasserzinsen in Frage gestellt wird, ist auch von den Stromkonzernen endlich diesbezügliche Transparenz zu fordern.

Die Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) ist gerne bereit, sich weiterhin aktiv in Diskussionen um das Strommarktdesign einzubringen. Sie ist aber zum jetzigen Zeitpunkt nicht bereit, eine Wasserzinsreduktion zu akzeptieren.

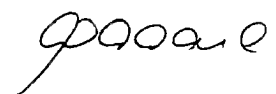
Je nach Entscheid des Parlamentes behalten wir uns deshalb die Ergreifung des Referendums vor.

Verschiedene Bündner Konzessionsgemeinden haben ihre Unterstützung dieser Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) mit separaten Schreiben bekundet. Wir legen sie dieser Vernehmlassung bei.

Mit freundlichen Grüssen

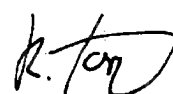
**INTERESSENGEMEINSCHAFT
BÜNDNER KONZESSIONSGEMEINDEN (IBK)**

Der Präsident:



Not Carl

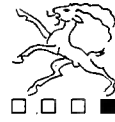
Der Sekretär:



Reto Jörger

Beilagen:

- Bericht Wasserzins 2017, von Dr. Rudolf Rechsteiner
- Tabelle Verhältnis Wasserzins- zu Steuereinnahmen (FA 2017)
- Unterstützungsschreiben von XX Bündner Konzessionsgemeinden



C O M U N E D I

Bregaglia**GS / UVEK****28. SEP. 2017**

Nr.

COMUNE DI BREGAGLIA • CP 36 • 7606 Promontogno

Onorevole
Presidente della Confederazione
Signora Doris Leuthard
Direttrice DATEC
Kochgasse 6
3003 Berna

T +41(0)81 822 60 70
F +41(0)81 822 60 61

anna.giacometti@bregaglia.ch
www.bregaglia.ch

Promontogno, 27 settembre 2017

Avamprogetto concernente la revisione parziale della legge sulle forze idriche**Presenza di posizione**

Onorevole Presidente della Confederazione,
Gentili Signore, egregi Signori

Mediante comunicazione del 22 giugno 2017 ci avete concesso la possibilità di esprimerci in merito all'avamprogetto concernente la revisione parziale della legge sulle forze idriche (in particolare il nuovo canone massimo per i diritti d'acqua previsto dal 1° gennaio 2020). Abbiamo preso visione della documentazione e delle prese di posizione della Conferenza dei Governi dei Cantoni Alpini (CGCA) e della "Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK)".

Il Municipio del Comune di Bregaglia ha discusso la questione e deciso di sostenere quanto proposto dalla IBK e dalla CGCA.

Richiediamo perciò, sulla base delle prese di posizione sopra citate, che i canoni d'acqua vengano lasciati al livello attuale.

I canoni d'acqua sono di vitale importanza per il nostro Comune e qualsiasi loro riduzione comporterebbe per noi una grossa perdita nelle entrate, con la necessità quasi certa di aumentare il tasso d'imposta comunale in modo non indifferente.

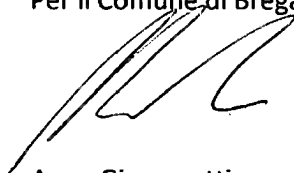
L'attuale stato di crisi dovuto alla frana del Cengalo ci conferma l'importanza per i Comuni ed i Cantoni di montagna di poter contare su finanze solide e preventivabili nel tempo. Siamo commossi per gli aiuti e la grande solidarietà dimostrate da tutta la Svizzera in questi momenti difficili, vorremmo che questa vicinanza e solidarietà del popolo svizzero venisse confermata anche quando si discutono temi così

importanti, almeno per noi, come i canoni d'acqua. La coesione nazionale è a nostro avviso più importante degli interessi economici delle aziende idroelettriche.

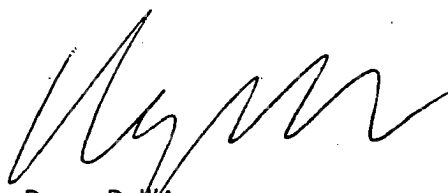
Vi ringraziamo nuovamente per averci concesso la possibilità di esprimere il nostro parere e chiediamo al Consiglio federale di tenere conto delle nostre argomentazioni in sede di revisione del progetto.

Con i nostri più cordiali saluti.

Per il Comune di Bregaglia:



Anna Giacometti
Sindaco



Danco Dell'Agnese
Segretario comunale

Copia per conoscenza:

- Consigliere di Stato Dr. Mario Cavigelli, Coira (per e-mail)



Comune di Breggia

CH • 6835 Morbio Superiore

Confederazione Svizzera
Repubblica e Cantone Ticino

Breggia, 27 settembre 2017

Ris.mun.1588/2017
Incarto: ACT

Trasmesso via posta elettronica
revision-wrg@bfe.admin.ch

Spettabile
Ufficio federale dell'energia
Sezione Forza idrica
3003 Berna

Procedura di consultazione concernente la revisione parziale della legge federale sull'utilizzazione delle forze idriche (LUF; RS 721.80)

Egregi signori,

Io scrivente Municipio conferma il suo pieno appoggio alla presa di posizione della conferenza dei governi dei Cantoni alpini che rifiuta la riduzione generale del canone massimo dei diritti d'acqua.


I canoni d'acqua sono parte integrante del sistema di perequazione intercomunale dei Comuni ticinesi ed una loro riduzione comporterebbe seri problemi finanziari per il nostro Cantone e di conseguenza per tutti i Comuni ed in particolare per quelli delle valli.

Riteniamo pertanto necessario il mantenimento dell'aliquota massima del canone d'acqua al livello attuale e della regola vigente fino all'introduzione di un nuovo modello del mercato energetico.

Ringraziandovi per l'attenzione che vorrete accordarci, ci è gradita l'occasione per porgervi i migliori saluti.

Il Sindaco:
(S. Gaffuri)

PER IL MUNICIPIO



Il Segretario:
(M. Mombelli)

Municipio

T: +41 91 695 20 20
F: +41 91 695 20 29
info@comunebreggia.ch
www.comunebreggia.ch

Apertura uffici

lunedì-venerdì 08.00-12.00
mercoledì 16.00-18.00



DIE GEBIRGSKANTONE

Regierungskonferenz der Gebirgskantone
Conférence gouvernementale des cantons alpins
Conferenza dei governi dei cantoni alpini
Conferenza da las regenzas dals chantuns alpins

Non divulgare fino a: 28 agosto 2017, ore 11.00

Comunicato stampa

Secco no a una riduzione generale del canone massimo per i diritti d'acqua

La Conferenza dei governi dei cantoni alpini (CGCA) respinge fermamente la riduzione generale del canone massimo proposta dal Consiglio federale a titolo di regolamentazione transitoria, non essendovi alcuna giustificazione né oggettiva né politica. Urge invece, durante il periodo di transizione, procedere a un riassetto del mercato dell'energia elettrica, completamente distorto. Soltanto allora si potrà discutere di un eventuale nuovo modello di canone per i diritti d'acqua.

I governi cantonali di Uri, Obvaldo, Nidvaldo, Glarona, Grigioni, Ticino e Vallese hanno provveduto ad analizzare la bozza per il canone massimo inviata in consultazione e a definire una presa di posizione comune.

Il carro viene messo davanti ai buoi

Secondo il Consiglio federale la riduzione dei canoni è dovuta a una completa distorsione del mercato energetico nazionale e internazionale e delle dinamiche tariffarie. Si tratta perlopiù di decisioni politiche o anche della mancanza di decisioni politiche. Il canone per i diritti d'acqua non viene annoverato tra i fattori all'origine di tali sviluppi. Non è pertanto corretto voler partire da esso per far fronte alle cause. Così facendo, infatti, sarebbero soltanto i Cantoni produttori di energia idroelettrica a pagare il prezzo per compensare le distorsioni del mercato.

La regolamentazione transitoria consente il coordinamento con il nuovo modello di mercato elettrico

La nuova legge sull'energia prevede che, entro il 2019, il Consiglio federale sottoponga all'Assemblea federale il disegno di un nuovo modello di mercato elettrico. Definire una regolamentazione transitoria in materia di canone massimo per i diritti d'acqua consente di coordinare quest'ultimo, a livello temporale e sostanziale, con il nuovo assetto del mercato elettrico si tratta di un coordinamento opportuno che gode, in linea di principio, del nostro consenso.

Riduzione generale ingiustificata

Tuttavia, la proposta di ridurre a titolo generale, nel corso del periodo di transizione, il canone massimo da 110 franchi per chilowatt di potenza lorda (kW_{lordo}) a 80 franchi per kW_{lordo} viene fermamente respinta. Si tratta di una manovra oggettivamente ingiustificata, dal momento che circa la metà della produzione idroelettrica è venduta nel servizio universale, dove tutti i costi risultano coperti (principio dei costi di produzione). Per definizione, questa porzione di forza idrica non ha pertanto problemi di redditività. Ne risulta che la variante principale proposta a titolo di regolamentazione transitoria non è altro che una sovvenzione ad annaffiatoio ingiustificata. A consuntivo, inoltre, comporterebbe anche una parziale compensazione del premio di mercato deliberato con la nuova legge sull'energia (supplemento di rete di 0,2 ct./kWh). La popolazione, però, ha approvato la Strategia energetica 2050 consapevole di tale supplemento. Il fatto che, subito dopo la votazione, questo supplemento verrebbe messo a carico dei Cantoni alpini dietro le quinte non è giustificabile. Con la variante principale proposta, il Consiglio federale persegue dunque un solo obiettivo: quello di gettare un'"ancora" psicologica per future riduzioni del canone, ciò che viene fermamente respinto. I Cantoni alpini non sono assolutamente disposti a *"interpretare la soluzione transitoria come adeguamento preparatorio in vista di una soluzione a lungo termine"*, come illustrato dal Consiglio federale.

Argomentazione contraddittoria da parte del Consiglio federale

A fine maggio il Consiglio federale aveva respinto con veemenza, in seno al Consiglio nazionale, qualsivoglia misura di natura politico-economica, dicendo anche di non disporre di sufficienti dati in merito alla redditività dell'idroelettrico. A sole tre settimane di distanza, propone una riduzione generale del canone massimo per i diritti d'acqua a titolo di regolamentazione transitoria, con la motivazione che, al di là dei premi di mercato, è necessaria una riduzione degli oneri a carico dei gestori delle centrali elettriche. È un'argomentazione incoerente, essendo quanto proposto nient'altro che una misura di politica economica, oltretutto unicamente a carico dei Comuni e dei Cantoni titolari delle concessioni.

Presidente: Consigliere di Stato Dr. Christian Vitta
Segretario generale: lic. iur. Fadri Ramming

Hintern Bach 6, Casella postale 539, 7001 Coira
Tel. 081 250 45 61, fax 081 252 98 58
kontakt@gebirgskantone.ch
www.cantonalalpini.ch

Idroelettrico redditizio

I Cantoni alpini hanno commissionato alla società BHP - Hanser und Partner AG di Zurigo - uno studio sui ricavi dell'idroelettrico nel periodo 2000 - 2016. Durante questo lasso di tempo, la produzione idroelettrica ha contribuito positivamente al settore elettrico nel suo complesso, a prescindere dai prezzi di mercato già ridotti anche nelle fasi precedenti e dal regime vigente per il canone d'acqua, registrando utili compresi tra 1 e 4 ct./kWh per il mercato svizzero e gli scambi con l'estero. Sebbene negli ultimi anni siano tendenzialmente diminuite, queste cifre non tengono conto di eventuali ulteriori proventi derivanti dalla maggiore valenza ecologica e dalla flessibilità dell'idroelettrico, due elementi che in futuro rivestiranno un'importanza ancora maggiore. Fino all'introduzione del nuovo mercato elettrico, non si prevedono cambiamenti sostanziali a questa situazione reddituale.

Urge un riassetto del mercato dell'energia elettrica

È compito urgente della politica federale procedere rapidamente a un riassetto del mercato dell'energia elettrica completamente distorto. A tale proposito occorre introdurre una veridicità dei costi per tutte le modalità di produzione di energia elettrica e un'internalizzazione dei costi esterni mai incorporati sinora. Fintanto che i Paesi dell'UE tuteleranno le proprie forme di produzione inquinanti con misure protezionistiche più o meno occulte, occorre valutare - se necessario - anche eventuali interventi a tutela della forza idrica pulita e rinnovabile, almeno finché sul mercato elettrico europeo non si torni a competere ad armi pari. Soltanto allora si potrà discutere di un eventuale nuovo modello di canone per i diritti d'acqua.

Parametri di riferimento obbligatori per il futuro modello di canone

Il fatto che il Consiglio federale presenti un modello flessibile di canone massimo per i diritti d'acqua, nonostante esso non rientri esplicitamente nel contenuto del progetto di revisione, a detta dei Cantoni alpini rappresenta un tentativo di pregiudizio inadeguato. Con lo stesso spirito si sarebbero già potute porre in consultazione delle proposte analoghe per il nuovo modello di mercato dell'energia elettrica. Per principio, i Cantoni alpini rinunciano pertanto ad esprimere un parere in tal senso finché non saranno presentate proposte concrete circa il nuovo assetto del mercato elettrico. Essi si limitano a stabilire i presupposti fondamentali a cui qualunque modello di canone futuro dovrà necessariamente adempiere. Innanzitutto occorre rilevare l'intero valore aggiunto conseguibile con lo sfruttamento della forza idrica, in secondo luogo le società elettriche devono essere tenute alla piena trasparenza di tutti i costi e i ricavi e, da ultimo, il corrispettivo per l'utilizzazione della forza idrica deve rimanere in tutto e per tutto un indennizzo per le risorse. Qualunque proposta atta a sostituire o finanziare il canone per i diritti d'acqua con un supplemento di rete viene pertanto fermamente respinta. L'indennizzo per le risorse, infatti, diventerebbe una tassa e i corrispettivi erogati tramite essa non sarebbero altro che mere sovvenzioni. I Comuni e i Cantoni produttori di energia idroelettrica devono invece essere indennizzati anche in futuro per i diritti d'utilizzazione concessi e non sovvenzionati!

Aiuto provvisorio specifico fattibile a condizioni vincolanti

I Cantoni alpini non sono contrari in assoluto a una regolamentazione che preveda aiuti provvisori specifici per casi di necessità comprovati. Ciò, tuttavia, deve sottostare a condizioni vincolanti e cumulative, nello specifico all'obbligo della piena trasparenza dei dati e del rimborso non appena si ritorni in utile (dilazione). L'eventuale riduzione del canone non dovrà superare i 10 franchi per kW_{lordo}.

Coira/Berna, 28 agosto 2017

Persone di contatto:

Dr. Christian Vitta, presidente della CGCA: 091 / 814 39 14 dfc-dir@ti.ch
Fadri Ramming, segretario generale della CGCA: 081 / 250 45 61 fadri.ramming@gebirgskantone.ch



Frau
Bundespräsidentin Doris Leuthard
3000 Bern

Curaglia, 27. September 2017

Vernehmlassungsvorlage des Bundesrats zur Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin

Hiermit erklären wir, die Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020) vollumfänglich zu unterstützen.

Wir ersuchen Sie dringend, die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

Die Wasserzinsen haben für unsere Gemeinde eine ganz besondere Bedeutung.

Freundliche Grüsse

Gemeindevorstand Medel/Lucmagn
Der Präsident: Der Sekretär:

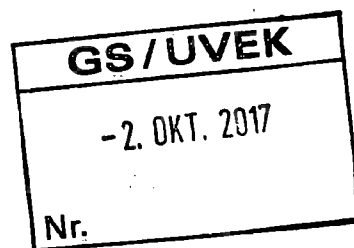
Peter Binz

Valentin Pally





CH-3948 Oberems www.oberems.ch gemeinde@oberems.ch



Frau Bundespräsidentin
Doris Leuthard
Vorsteherin UVEK
Kochergasse 6
3003 Bern

Oberems, 27.09.2017

Entwurf für die Teilrevision des Wassergesetzes Stellungnahme

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Der Bundesrat hat im Juni 2017 das Vernehmlassungsverfahren betreffend die Revision des Wasserrechtsgesetzes eröffnet. Wir haben die Unterlagen geprüft, und nehmen dazu wie folgt Stellung:

Der Entwurf für die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes sieht unter anderem während der Übergangszeit von 2020 bis 2022 eine generelle Reduktion des Wasserzinsmaximums von derzeit 110 CHF auf 80 CHF pro Kilowatt Bruttoleistung vor. Diese Reduktion ist weder sachlich noch politisch gerechtfertigt und die Gemeinde Oberems lehnt sie deshalb entschieden ab. Auch dass die vorgeschlagene Senkung „als vorbereitende Anpassung vor einer langfristigen Lösung zu sehen ist“, können wir nicht akzeptieren.

Die aktuell schwierige Marktlage für den Absatz von Strom aus Schweizer Produktion ist wesentlich mitverursacht durch die verfehlte Förderpolitik im Ausland. Der Wasserzins gehört nicht zu den Ursachen dieser Entwicklungen. Deshalb ist es im Zusammenhang mit der Ursachenbekämpfung auch falsch beim Wasserzins ansetzen zu wollen. Damit würden nämlich alleine die Wasserkantone den Preis für den Ausgleich der Marktverzerrungen bezahlen.

Für die Gebirgskantone zusammen hätte die Reduktion der Wasserzinsen einen bedeutenden Einnahmeverlust von jährlich 106 Mio. Franken zur Folge, davon 44 Mio. Franken alleine für den Kanton Wallis und die Walliser Gemeinden. Darüber hinaus steuern in einigen Walliser Gemeinden die Wasserzinsen einen Anteil von bis zu 40% an den Gesamteinnahmen bei.

Bei den Standortgemeinden handelt es sich sehr oft um strukturschwache Gemeinden. Diese können ohne die Wasserzinseinnahmen ihr Leistungsniveau zu Gunsten der Bevölkerung nicht aufrechterhalten. Die Gemeinden würden für die Bevölkerung und Wirtschaft weniger attraktiv,

Abwanderungstendenzen würden noch einmal verstärkt und die Gemeinden müssten mit zusätzlichen Mitteln aus dem kantonalen Finanzausgleich oder anderen Unterstützungsmaßnahmen kompensiert werden. Die vom Bundesrat vorgeschlagene Senkung der Wasserzinsen hätte somit erhebliche negative Auswirkungen auf die Berggebiete, so auch auf unsere Gemeinde. Von der Reduktion der Wasserzinsen wären aber alle Walliser Gemeinden direkt oder indirekt betroffen, da sich die Einnahmenverluste auch im Rahmen des interkommunalen Finanzausgleichs niederschlagen.

Im Übrigen unterstützen wir die Stellungnahme der Regierungskonferenz der Gebirgskantone vom 28. August 2017, sowie die Stellungnahme des Verbands Walliser Gemeinden vom 14. September 2017 vollumfänglich.

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit zur Stellungnahme und bitten Sie, die berechtigten Interessen von den Bergkantonen und Gemeinden zu berücksichtigen.

Freundliche Grüße

GEMEINDE OBEREMS

Markus Grang
Präsident



Petra Margelisch
Schreiberin

Frau
Bundesrätin Doris Leuthard
Kochergasse 6
3003 Bern

Obersaxen Mundaun, 27. September 2017

Vernehmlassung Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrte Frau Bundesrätin

Hiermit erklären wir, die Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020) vollumfänglich zu unterstützen.

Wir ersuchen Sie dringend, die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

Die Wasserzinsen haben für unsere Gemeinde eine ganz besondere Bedeutung.

Freundliche Grüsse

GEMEINDEVORSTAND OBERSAXEN MUNDAUN

Der Gemeindepräsident



Ernst Sax

Der Gemeindeschreiber



Hiazint Brunold



Frau Bundesrätin
Doris Leuthard
3000 Bern

Splügen, 27. September 2017

Vernehmlassung Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrte Frau Bundesrätin

Hiermit erklären wir, die Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020) vollumfänglich zu unterstützen.

Wir ersuchen Sie dringend, die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt. Die Wasserzinsen haben für unsere Gemeinde eine ganz besondere Bedeutung.

Freundliche Grüsse
Gemeinde Splügen

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'R. Mengelt', written over a faint circular stamp of the municipality of Splügen.

Renato Mengelt
Gemeindepräsident



A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'John Turner', written over a faint circular stamp of the municipality of Splügen.

John Turner
Gemeindeschreiber



GS / UVEK

-2. OKT. 2017

Nr.

Frau

Bundesrätin Doris Leuthard
3000 Bern

Tamins, 27. September 2017

Vernehmlassung Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrte Frau Bundesrätin

Hiermit erklären wir, die Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020) vollumfänglich zu unterstützen.

Wir ersuchen Sie dringend, die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

Die Wasserzinsen haben für unsere Gemeinde eine ganz besondere Bedeutung.

Mit freundlichen Grüßen

Der Präsident:

Die Aktuarin:



GS / UVEK

28. SEP. 2017

Nr.

Frau Bundesrätin
Doris Leuthard
Vorsteherin UVEK
Kochgasse 6
3003 Bern

Valsot, 27. September 2017

Vernehmlassung Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrte Frau Bundesrätin

Hiermit erklären wir, die Stellungnahme der Interessengemeinschaft Bündner Konzessionsgemeinden (IBK) zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020) vollumfänglich zu unterstützen.

Wir ersuchen Sie dringend, die Wasserzinsen auf bisheriger Höhe zu belassen und die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.

Die Wasserzinsen haben für unsere Gemeinde eine ganz besondere Bedeutung.

Freundliche Grüsse
Gemeinde Valsot

Der Präsident:

Die Finanzleiterin:


Victor Peer

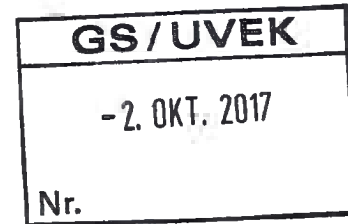

Patrizia Wieser



Comune di Grono
CH-6537 Grono

Tel. 091 827 14 20
Fax 091 827 33 40
CCP 65-3400-8

www.grono.ch
cancelleria@grono.ch



Onorevole
Presidente della Confederazione
Doris Leuthard
DATEC
Kochergasse 6

3000 Berna

Grono, 28 settembre 2017

MU/pe 1144/17 arch. 8.03.1
Canoni acqua-presa di posizione-Leuthard

Consultazione sull'aliquota massima del canone d'acqua 2020-2022

Stimata Presidente della Confederazione,

Ci riferiamo alla consultazione sopraccitata e con la presente dichiariamo di sostenere completamente la presa di posizione della Comunità di interessi dei comuni concessionari (IBK) per quanto riguarda la revisione della Legge sulle forze idriche.

La preghiamo urgentemente di mantenere l'aliquota massima del canone d'acqua al livello attuale e di prolungare la regola vigente fino all'entrata in vigore di un nuovo modello del mercato energetico (2023).

Per il nostro Comune il canone d'acqua ha una particolare importanza.

Nel ringraziarvi anticipatamente per l'attenzione, porgiamo cordiali saluti.

MUNICIPIO DI GRONO

Il Sindaco:
Samuele Censi

Il Segretario:
Dario Pesenti





GS / UVEK

29. SEP. 2017

Nr.

On. Presidente della Confederazione
Doris Leuthard
Direttrice DATEC
Kochergasse 6
3003 Berna

Lostallo, 28 settembre 2017

Presa di posizione

Avamprogetto concernente la revisione parziale della legge sulle forze idriche.

Onorevole Presidente della Confederazione,
Gentili Signore e Signori,

mediante comunicazione del 22 giugno 2017 ci avete concesso la possibilità di esprimerci in merito all'avamprogetto concernente la revisione parziale della legge sulle forze idriche (in particolare il nuovo canone massimo per i diritti d'acqua previsto dal 1° gennaio 2020).

Non siamo assolutamente d'accordo con quanto proposto, contrario a buoni compromessi svizzeri, e di principio sosteniamo in pieno la presa di posizione della Comunità di interessi dei comuni concessionari (IBK) per quanto riguarda la revisione della Legge sulle forze idriche.

La preghiamo urgentemente di mantenere l'aliquota massima del canone d'acqua al livello attuale e di prolungare la regola vigente fino all'entrata in vigore di un nuovo modello del mercato energetico (2023).

Per il nostro Comune il canone d'acqua ha una particolare importanza.

Siamo anche direttamente coinvolti quale azionisti in una partecipazioni nel settore idroelettrico, (partnerweke ELIN SA). Ciò nonostante le proposte dei grandi produttori energetici non ci trovano consenzienti.

Aggiungiamo quindi, alla citata presa di posizione una serie di punti concreti che toccano il nostro caso particolare, questo per documentare quanto scorretto sia proporre in questo momento una modifica unilaterale dei canoni d'acqua senza conoscenza del futuro assetto elettrico del nostro paese.



1. La situazione europea del mercato energia elettrica è falsata dai sussidi che la Germania incassa dai piccoli consumatori finali e che servono sia alla nuova energia sia al finanziamento di nuove centrali a carbone. L'utente tedesco paga 17 cts o più di euro di tasse per questa politica¹ Queste tasse vanno a ridurre il costo di produzione (aiuto all'investimento) falsando in modo palesemente il mercato.
2. Come azionisti di minoranza una partnerwerke (ELIN SA) abbiamo constatato come, negli anni con buoni utili, gli investimenti per i rinnovi impianti venivano fatti senza troppo controllo dei costi in quanto spesso i lavori erano svolti da ditte legate al gruppo dell'azionista principale. Come azionisti di minoranza, con poca voce in capitolo, ci è stato difficile intervenire; sta di fatto che i grandi gruppi integrati (AXPO, ALPIQ...) hanno sfruttato la loro posizione di forza, a discapito dei piccoli azionisti e proprietari delle acque per molti anni. La riduzione dei canoni d'acqua, va ancora a favorire questi colossi unilateralmente.
3. Come azionisti di una partnerwerke comprendiamo che la riduzione dei canoni comporti anche un calo dei costi di produzione, ma possiamo dimostrare che, per quanto attiene all'energia utilizzata nella nostra rete elettrica non subiamo grosse perdite, vista l'attuale possibilità di immissione in rete a prezzo di costo.
4. Il problema riguarda quella elettricità che viene venduta sul mercato elettrico (nel nostro caso le eccedenze estive); i prezzi offerti fanno riferimento al mercato (banda) e non tengono conto invece che la produzione avviene nei momenti più favorevoli (punta). Siccome la nostra piccola entità non ci permette l'accesso a trading, il differenziale tra il prezzo di banda e di punta è incassato dagli intermediari di mercato, ancora una volta i grandi gruppi integrati. Per quanto ci riguarda, rimanendo tali i "prezzi di mercato", dal 2019 dovremo finanziare con le imposte i deficit di questo commercio che favorisce solo chi è sul libero mercato. Se poi si toccano i canoni d'acqua, allora il calo di risorse che ne deriverebbe metterebbe in difficoltà i comuni partner!
5. Fino alla liberalizzazione del mercato, nel 2011, pur avendo una partecipazione in una partnerwerke, noi non potevamo vendere liberamente la nostra quota di energia per il monopolio delle reti. Come azionisti, i nostri vantaggi sono stati quelli di utilizzare in proprio parte della nostra energia di partecipazione e di vendere con utili pari a CHF 0.00 o poco più le eccedenze. Una situazione ben diversa dalla posizione dei grandi gruppi che agivano in monopolio anche sulle reti.
6. Con la separazione legale dei costi di rete dai costi dell'energia (LAel), il prezzo complessivo (rete ed energia) a carico delle famiglie della nostra regione è raddoppiato. Ci fu detto che prima si pagava troppo poco di rete; una situazione storica, dovuta al fatto che la rete fu costruita per portar via l'energia, non certo per i bisogni dei locali. Oggi con solidarietà federale tutti partecipiamo ai costi della rete superiore in pari misura; anche questi aspetti di conguaglio e storici vanno considerati.

¹ BDEW-Strompreisanalyse Februar 2017 Haushalte und Industrie
Sitoweb :[https://www.bdew.de/internet.nsf/res/9729C83961C37094C12580C9003438D3/\\$file/170216_BDEW_Strompreisanalyse_Februar2017.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/res/9729C83961C37094C12580C9003438D3/$file/170216_BDEW_Strompreisanalyse_Februar2017.pdf)



7. La durata delle concessioni idriche è di regola di 80 anni, dimenticare il passato ed i benefici che l'idroelettrico ha portato ai grandi gruppi per molti anni, per richiedere, alle prime difficoltà una riduzione legata ad una situazione "di mercato" falsata dai sussidi è semplicemente scorretto.
8. I canoni d'acqua sono stati insufficienti per molti anni; solo con i recenti aumenti si è raggiunto un livello adeguato. Inoltre si è sempre assistito nel passato ad un trasferimento di utili (imposte) dalle zone di produzione alla zone di consumo, penalizzando così fiscalmente i Comuni e Cantoni sede delle partnerwerke. Una politica che assomiglia molto alle politiche coloniali del '800! Già solo per questa ragione i canoni d'acqua non vanno toccati.
9. Non si possono proporre riduzione dei canoni d'acqua perché sono a carico di un solo attore della produzione, senza che la proprietà rinunci dapprima ai dividendi. L'acqua è la materia prima con cui si produce energia, essa va pagata prima di tutto. I dividendi delle partnerwerke sono considerati costi di produzione e definiti in sede di preventivi. La prima cosa che fa un'azienda privata in difficoltà a causa dei prezzi di mercato è azzerare i dividendi. Una simmetria degli interventi è il minimo che ci si possa aspettare: proprietari (dividendi e utili indiretti da investimenti e commercio con società del gruppo), consumatori (tasse di promozione), grandi consumatori sul libero mercato oggi esentati del KEV, Swissgrid (assunzione reti residue delle partnerwerke) e Confederazione (politica attiva contro le distorsioni del mercato, sussidi ritiro i centrali non redditizie) devono intervenire in modo concertato.
10. I costi di produzione dell'idroelettrico sono diversi da caso a caso. Le centrali con i costi di produzione elevati (superiori a 6.5cts Kwh) sono una minoranza e rappresentano dei casi di rigore che la legge dovrebbe considerare in modo adeguato. Stando ad dati ELCOM² i prezzi pagati dai consumatori finali, categoria H4 sono fra 6.0 e 9.0 cts quindi quasi sempre superiori ai costi di produzione. I prezzi più bassi si trovano nelle regione di distribuzione AXPO! Non vediamo quindi motivo di riduzione per favorire ulteriormente queste regioni.
11. Con il sistema attuale delle partnerwerke nella attuale situazione di mercato non vi è una via di uscita per un partner di una centrale con costi di produzione elevati; la vendita di una partecipazione è impossibile (prezzi negativi), la chiusura di una centrale è contraria alla politica energetica ed è anche contraria alla concessioni ed interessi dai partner ed implica costi di smantellamento elevati. Eppure, pur se con costi di produzione superiori al prezzo di mercato l'energia idrica ha la sua ragione d'essere nel panorama svizzero, fornendo potenza ed energia a richiesta degli utenti. Molto meglio che solare ed eolico; per questo motivo i casi di rigore, vanno trattati singolarmente ad esempio recuperando risorse presso chi oggi beneficia di prezzi di mercato molto bassi e dell'esonero del KEV. La Confederazione può anche farsi parte attiva, ritirando quelle partecipazioni in partnerwerke da partner che non possono sopportare i deficit. A lungo termine l'idroelettrico riprenderà quota e quindi la Confederazione farà un buon affare. Si acquisiscono così informazioni utili e concrete per una politica elettrica costruttiva e orientata al futuro.

² <https://www.prezzi-elettricitaelcom.admin.ch/Map/ShowSwissMap.aspx>



12. La trasparenza nei dati contabili delle partnerwerke e dei relativi benefici dei grandi gruppi ed azionisti è una premessa fondamentale per un'analisi serena della situazione dell'idroelettrico. La ELCOM interviene con un controllo dei costi sulle singole posizioni della rete, ma, davanti alla proposta di riduzione dei canoni idrici nessuno chiede trasparenza ai grandi gruppi che tanto reclamano. Solo così si acquisiscono informazioni utili e concrete per una politica elettrica costruttiva e orientata al futuro.
13. L'attuale sistema del KEV è ingiusto ed inefficiente: le imprese industriali grosse consumatrici ottengono un rimborso, i piccoli consumatori pagano; i sussidi per solare ed eolico sono oggettivamente poco efficaci (poca energia prodotta per CHF speso) e versati per produzione di energia poco utile in quanto prodotta quando non richiesta dal mercato. L'uso del KEV risulterebbe più efficiente là dove, per ragioni economiche gli investimenti non vengono fatti; se, per danni della natura, una presa d'acqua viene distrutta, nella situazione attuale la partnerwerke non investe per ripristinarla come sarebbe logico e quindi si perde potenziale produttivo. Prima di toccare i canoni d'acqua le distorsioni del KEV (fra paganti e riceventi) vanno corrette.
14. La politica dei deflussi minimi, per ragioni ambientali è negativa dal punto di vista della produzione ed ha ripercussioni negative sui canoni incassati. D'altra parte si utilizzano nuovi tratti di fiumi ancora naturali realizzando nuovi impianti sussidiati KEV. Questa politica è contraddittoria fra obiettivi di sviluppo idroelettrico e di difesa ambientale. Sul nostro territorio abbiamo un caso concreto che potremo anche illustrarvi. Anche in questo caso, prima di una riduzione dei canoni occorre definire la direzione politica da seguire.
15. Una riduzione dei canoni non aiuterà l'attribuzione di nuove concessioni per l'energia idrica, nemmeno su progetti sostenuti con il KEV. Il non pagamento dell'acqua su nuovi progetti per 10 anni significa bloccare ogni autorizzazione futura. Un vero autogoal! Anche per questo motivo occorre rinunciare ad una riduzione dei canoni idrici.

Vi ringraziamo per averci concesso la possibilità di esprimere il nostro parere. Chiediamo al Consiglio federale di tenere in debita considerazione le nostre argomentazioni e la posizione dei piccoli azionisti nella partnerwerke. Contando sulla rinuncia al progetto in attesa di una discussione più ampia sul settore elettrico svizzero.

Distinti saluti

MUNICIPIO DI LOSTALLO
Il Sinaco: N. Giudicetti Il Segretario: M. Valsecchi

Copia p.c.:
Amt für Energie und Verkehr, Rohanstrasse 5, 7001 Chur



Frau Bundespräsidentin Doris Leuthard
Vorsteherin UVEK, Kochergasse 6
3003 Bern
Per E-Mail an revision-wrg@bfe.admin.ch

An den Staatsrat des Kantons Wallis
Staatskanzlei, Planta 3
1950 Sitten

Stalden, 28. September 2017 / sn

Stellungnahme der Gemeinde Stalden zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020)

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Frau Staatsrätin
Sehr geehrte Herren Staatsräte

Erstmal bedanken wir uns für die Gelegenheit zur Stellungnahme über das oben vermerkte Geschäft.

Der Bundesrat schlägt mit der Revisionsvorlage vor, dass das Wasserzinsmaximum in einer Übergangsperiode in den Jahren 2020 bis 2022 von 110 Fr./kW_{br} auf 80 Fr./kW_{br} gesenkt wird. Für die Zeit nach 2022 soll ein flexibles Modell für den Wasserzins eingeführt werden, bestehend aus einem fixen und einem variablen, marktabhängigen Teil. Die genaue Ausgestaltung dieses flexiblen Modells liegt derzeit nicht vor.

Die Gemeinde Stalden lehnt den vorliegenden Revisionsentwurf und somit die Senkung des Wasserzinsmaximums von 110 auf 80 Fr./kW_{br} zum heutigen Zeitpunkt mit Überzeugung ab.

Unsere Anträge:

- **Die Wasserzinsen sollen nicht gesenkt werden.**
- **Die Neuregelung der Wasserzinsen soll zeitlich und inhaltlich mit der parlamentarischen Erarbeitung des neuen Strommarktmodells koordiniert werden.**
- **Die bestehende Wasserzinsregelung ist entsprechend zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.**

- **Der Vorschlag eines flexiblen Wasserzinses ist fallen zu lassen. Wird er trotzdem eingeführt, hat der fixe Teil mindestens der Höhe der bisherigen 110 Fr./ kW_{br} zu entsprechen.**
- **Die hohe Systemdienlichkeit und Werthaltigkeit der Speicherkraftwerke im Rahmen der neuen Strommarktordnung ist angemessen mit zu berücksichtigen und zu entschädigen. Die entsprechenden Anlagen sollen eine solide Finanzierung erhalten, die den Weiterbetrieb garantiert und bestehende Verpflichtungen nicht in Frage stellt.**

Es ist nicht korrekt und nicht fair, wenn heute oft der Anschein erweckt wird, als handle es sich bei den Wasserzinsen um Almosen für das Berggebiet. Die Tatsache, dass der Reingewinn der Strombranche gemäss Bundesstatistik allein in den Jahren 2000 bis 2013 noch ganze 26 Milliarden Franken betrug belegt dies. Und zu guter Letzt auch unverständlich, wenn man weiss, dass die Gebirgskantone gerade in dieser Phase der horrenden Gewinne 13 Jahre lang warten mussten, bis die Wasserzinsen aus dem Jahre 1997 endlich per 2011 angepasst wurden. Hätten die Bergkantone in den letzten 100 Jahren jeweils Marktpreise verrechnen können, wäre ein beträchtlicher Teil der Milliarden aus Wasserkraft im Berggebiet geblieben. Stattdessen blieben sogar die Ertragssteuern 100 Jahre lang grösstenteils bei den Eigentümern in den Nicht-Wasserkraftkantonen im Flachland.

Es wäre deshalb mehr als nur bedenklich, wenn die Gebirgskantone und vor allem die Wasserzinsgemeinden als schwächstes Glied in der Kette, hundert Jahre nach 1916 (Entstehung der Limitierung des Wasserzinses) nun ein weiteres Mal als Opfer hinhalten müssten. Dies, zumal es in der heutigen Krisenzeit für verschiedene Bergregionen um das nackte wirtschaftliche Überleben geht. Es kommt hinzu, dass sich die Strompreise in den letzten 12 Monaten um über 20 % erholt haben und die Stromverkäufer zusätzlich vom massiv erstarkten Euro profitieren können. Grob gerechnet, kann davon ausgegangen werden, dass der in der Schweiz produzierte Strom heute 0.9 Rp/kWh oder insgesamt ca. 500 Millionen Franken mehr wert ist als noch vor einem Jahr.

Dazu kommen die 120 Millionen Franken Subventionen aufgrund der angenommenen Energiestrategie 2050.

Von besonderer Bedeutung ist in diesem Zusammenhang der Bericht der ElCom vom 26. Juni 2017 an die UREK-N. *Die ElCom kommt darin grundsätzlich zum gleichen Schluss wie die bisher bekannten Gutachten Enerprice sowie Hanser und Partner, nämlich dass die Wasserkraft immer noch gewinnbringend ist. Sie schreibt ausdrücklich, die bereits mit dem neuen EnG beschlossene Marktprämie reiche daher als Stützungsbeitrag für die Wasserkraft aus. Aus ökonomischer Sicht sei eine weitere zusätzliche Förderung bzw. Stützung der Schweizer Wasserkraft nicht zu begründen (ElCom-Bericht vom 26. Juni 2017, Pt. 3.1, S. 11).* Für eine Flexibilisierung und Senkung der Wasserzinsen besteht unter diesen Umständen noch weit weniger Grund als zum Zeitpunkt der Erarbeitung der bundesrätlichen Vorlage. Die in der Vorlage angenommenen Zahlen sind heute nachweisbar überholt und zwar erheblich. Bevor

die Höhe der Wasserzinsen in Frage gestellt wird, ist von den Stromkonzernen zudem und endlich diesbezügliche Transparenz zu fordern.

Sollte trotzdem noch Handlungsbedarf angenommen werden, müssten im Sinne der Opfersymmetrie die Eigentümerkantone ihre Verantwortung als Erste wahrnehmen. Sie sind es schliesslich auch, die jahrelang kräftig von den Milliarden Einnahmen der Stromkonzerne profitiert haben. Sie müssen, falls notwendig, ihre Unternehmen sanieren, überbewertete Wasserkraftwerke abschreiben und notfalls Kapital einschiessen. Zu diesem Schluss kommt auch die ElCom in ihrem obgenannten Bericht vom 26. Juni 2017 an die UREK-N.

Die Wasserzinsen machen aktuell rund 550 Mio. Fr. pro Jahr aus. Davon stehen dem Wallis ca. 160 Mio. Fr. zu. Durch die Reduktion des Wasserzinsmaximums auf 80 Fr./kW_{br} hätten die Gebirgskantone einen bedeutenden Einnahmeverlust von jährlich rund 150 Mio. Fr. Unserem Kanton Wallis, zusammen mit den Gemeinden würden ca. 44 Mio. Franken fehlen. Kanton und Gemeinden sind von der Reduktion der Wasserzinsen enorm betroffen. Bei den Standortgemeinden handelt es sich sehr oft um strukturschwache Gemeinden. Diese könnten ohne die Wasserzinseinnahmen in bisheriger Höhe ihr Leistungsniveau zu Gunsten der Bevölkerung nicht aufrechterhalten.

Die Gemeinden würden für die Bevölkerung und Wirtschaft weniger attraktiv, Abwanderungstendenzen würden verstärkt oder müssten mit zusätzlichen Mitteln aus dem kantonalen Finanzausgleich oder anderen Unterstützungsmassnahmen kompensiert werden.

Die vom Bundesrat vorgeschlagene Senkung der Wasserzinsen hätte somit erhebliche negative Auswirkungen auf die Berggebiete und läuft somit den Zielen der föderalen Autonomie der Gebietskörperschaften, der Regionalpolitik und der dezentralen Besiedlung zuwider.

Wie und in welche Richtung sich das neue Strommarktdesign entwickeln wird, ist im Moment völlig unklar. Das neue Marktdesign ist aber ohne Zweifel entscheidend für die zukünftige Preisgestaltung auf dem Strommarkt und hat damit auch Einfluss auf die Diskussion rund um die Wasserzinsen. Dabei werden auch Fragen der Strommarktöffnung in der Schweiz und der Zusammenarbeit mit der Europäischen Union einen entscheidenden Einfluss haben. Die Gemeinde Stalden ist deshalb klar der Auffassung, dass die Frage des Wasserzinses erst aufgeworfen werden kann, wenn Klarheit über das neue Strommarktdesign besteht. Damit ist auch gesagt, dass die vom Bundesrat vorgeschlagene Übergangsfrist bis 2022 wohl unrealistisch ist. Es wird angesichts der Komplexität der Fragestellungen und der divergierenden Meinungen über die Ausgestaltung des zukünftigen Strommarktdesigns kaum gelingen, bis 2022 ein neues Strommarktdesign in Kraft zu setzen. **Deshalb beantragen wir, die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern und zwar solange, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.**

Die aktuell schwierige Marktlage für den Absatz von Strom aus Schweizer Produktion ist wesentlich mitversursacht durch die Förderpolitik insbesondere in Deutschland, Frankreich und Italien. Diese gewähren den Produzenten von erneuerbaren Energien mittels Ausschreibungen feste Vergütungen – ein Privileg, das die Schweizer Wasserkraftwerke heute nicht geniessen.

Deutschland überschwemmt derzeit den Strommarkt mit Strom aus neuen erneuerbaren Energieträgern wie Wind und Sonne sowie aus Kohle. Erschwerend kommt dazu, dass die Preise für CO₂-Zertifikate nicht den wahren Gegebenheiten entsprechen. Es ist u.a. diese Förderpolitik im benachbarten Ausland, welche derzeit den Strompreis massiv drückt und nicht die Höhe des Wasserzinses, die den Kraftwerken Probleme bereitet.

Mit Gestehungskosten von durchschnittlich unter 5 Rp/kWh ist die Wasserkraft nämlich nach wie vor wettbewerbsfähig. Es wäre deshalb mehr als ungerecht, die Zeche für die politischen Interventionen in den Strommarkt durch die Berggebiete und deren Bevölkerung tragen zu lassen.

Das Wasser ist eine der wenigen natürlichen Ressourcen der Schweiz. Die aktuelle Bundespolitik, namentlich die neue Regionalpolitik, fordert von den Berggebieten, dass sie unternehmerisch tätig sind und ihre Potenziale bestmöglich nutzen. In dieser Beziehung ist die Wasserkraft eines der wichtigsten Potenziale. Der Wasserzins stellt eine Abgeltung für die Ressourcennutzung, in diesem Fall des Wassers, dar. Der Wasserzins stellt auch eine Art Entschädigung für den Verzicht auf andere Nutzungen des entsprechenden Raumes dar, wie z.B. Landwirtschaft und Tourismus. **Der Wasserzins ist in diesem Sinne kein Marktpreis, der allein von Angebot und Nachfrage gesteuert wird, sondern, wie ausgeführt, ein politisch festgelegtes Entgelt für eine Ressourcennutzung. Eine veränderte Marktsituation darf deshalb auch nicht als Rechtfertigung für eine Senkung des Wasserzinses herbeigezogen werden.**

Der Wasserzins als Abgeltung der Ressourcennutzung kommt direkt und voll den Standortkantonen und Gemeinden zu. Dies im Unterschied zu den Steuererträgen aus der Wasserkraftnutzung. Diese sind abhängig von den Besitzverhältnissen. Die Bergkantone kämpfen seit Jahrzehnten und auf verschiedenen Ebenen für eine faire **"Partnerwerkbesteuerung"**, damit wenigstens ein Teil der Ertragssteuern am Produktionsstandort und damit im Berggebiet verbleibt. Den Standortkantonen als Ressourcenlieferanten entgehen substantielle Erträge aus dem Markterlös der Wasserkraft. **Die Eigentümerkantone wussten eine solche faire Besteuerung bis heute zu verhindern. Auch unter diesem Aspekt wäre eine Senkung der seit 100 Jahren ohnehin schon limitierten Wasserzinsen staatspolitisch unverständlich.**

Die Strombranche beklagt seit einigen Jahren systematisch die angeblich hohe Last durch die Wasserzinsen. Dabei verschweigt sie, dass die Wasserzinsen nur einen kleinen Teil der Lasten ausmachen. Beim aktuellen Wasserzinsmaximum von 110 Fr./kWh_{br} macht der Wasserzins ca.

1.6 Rp./ kWh aus. Der Wasserzins hat dabei durchaus seine Berechtigung und zwar unabhängig von der jeweiligen Marktsituation.

Bei der Beurteilung der Lage der Wasserkraftproduzenten muss berücksichtigt werden, dass deren Handlungsspielraum und Marktpotenzial auch durch andere Bestimmungen in den letzten Jahren erheblich eingeschränkt wurden. So führen u.a. die neuen **Restwasserbestimmungen** aus dem Jahr 1992 zu einer Produktionseinbusse von rund 140 Millionen Franken.

Die Umweltauflagen für **Renaturierungsprojekte** sowie die unendlich sich hinziehenden Bewilligungsverfahren und für den Ausbau von Übertragungsnetzen führen ebenfalls zu erheblichen Kostensteigerungen. **Es ist daher falsch, wenn nun der Wasserzins in Frage gestellt wird und damit die aktuelle Lage der Wasserwirtschaft einzig von den konzedierenden Kantonen und Gemeinden bewältigt werden müsste.**

Die in der Elektrizitätsstatistik erfassten Unternehmen erzielten zwischen 1995 und 2014 gemäss Bundesstatistik einen Gesamtgewinn von 29.3 Mrd. Fr. Dies entspricht einem jährlichen Durchschnitt von 1.465 Mrd. Fr. Die Reserven der Unternehmen sind per Ende 2014 auf 22.5 Mrd. Fr. angestiegen.

Angesichts dieser Zahlen muss die Frage gestellt werden, wo denn eigentlich das Problem liegt. Die Konzerne müssten eigentlich das derzeitige vorübergehende Tief bei den Strompreisen mit eigenen Mitteln kompensieren können. Sicher ist es jedoch falsch, den Bergkantonen und Berggemeinden nun quasi die Schuld zuzuweisen und ihnen eine Reduktion des Wasserzinses zuzumuten, ohne dass die Stromkonzerne selber sich im Sinne der Opfersymmetrie auch mit eigenem Kapital an der Entschuldung teurer Anlagen beteiligen würden.

An dieser Stelle muss nochmals in Erinnerung gerufen werden, dass die grossen Stromkonzerne wie Alpiq und Axpo ihren Hauptsitz im Mittelland haben und die Besteuerung der Unternehmensgewinne in erster Linie dort erfolgt. Falls die grossen Stromkonzerne wirklich in eine finanzielle Schieflage geraten, dann sind sie vermutlich "zu gross um zu scheitern" und es wäre zu erwarten, dass auch die Standortkantone sich an Massnahmen zur Stabilisierung ihrer Konzerne beteiligen.

Wasserrechtskonzessionen werden meistens für die Dauer von mindestens 80 Jahren vergeben. Ökonomisch gute Jahre wechseln mit weniger guten oder gar defizitären Jahren ab. Die Konzessionäre haben wegen der langen Konzessionsdauer genügend Zeit, um sich entsprechend einzustellen und entsprechende Reserven zu bilden. Es ist nicht das erste Mal, dass die Stromkonzerne in einer kurzfristig schlechteren wirtschaftlichen Phase versuchen, die ohnehin schon gesetzlich limitierten Wasserzinsen noch weiter zu senken. In den Neunziger Jahren lief dieser Versuch unter dem Begriff der nicht amortisierbaren Investitionen (NAI). **Die Politik tut gut daran, sich bei derart langfristigen Vertragsverhältnissen nicht einzumischen, sondern den Markt spielen zu lassen.**

Der Bundesrat stellt in den Vernehmlassungsunterlagen auch das Modell eines flexiblen Wasserzinses bestehend aus einem fixen und einem variablen, marktabhängigen Teil zur Diskussion. Obwohl nur "Erkenntnisse zur Akzeptanz" gewonnen werden sollen, ist dieses Vorgehen des Bundesrates doch einigermaßen erstaunlich. Immerhin hat es nämlich der Ständerat am 3.12.2015 abgelehnt, gewisse **Massnahmen zur Flexibilisierung der Wasserzinsen** in den Vordergrund zu stellen und hat den entsprechenden Satz in der Motion sogar gestrichen, um "ergebnisoffen" arbeiten zu können, wie es in der Debatte hiess. Nachdem der Nationalrat dieses Vorgehen am 2.3.2016 diskussionslos bestätigte, wirkt es befremdend, wenn der Bundesrat nun trotzdem dieses Modell zur Diskussion stellt und zwar als einziges. Befremdend umso mehr, als es sich ja um eine Forderung der Stromkonzerne handelt, die sie alle paar Jahre wieder vorbringen. **Das Modell würde, nach 1916 (Entstehung der Limitierung des Wasserzinses) eine noch stärkere Bevormundung und ein noch massiverer Eingriff in die Eigentumsrechte der Bergkantone bedeuten.**

Bevor über eine allfällige Neuregelung der Wasserzinsen gesprochen wird, muss zunächst das zukünftige Strommarktdesign bekannt sein. Zudem müssten dann die genauen Eckwerte des Modells definiert werden. Selbst dann käme aber das Modell fix/flexibel nach Meinung der Gemeinde Stalden nur in Frage, wenn der fixe Teil mindestens der Höhe der bisherigen 110 Fr./kW_{br} entsprechen würde.

Schlussfolgerung

- **Die Diskussion um eine allfällige Neuregelung des Wasserzinses kann nicht losgelöst vom künftigen Strommarktdesign geführt werden. Solange das neue Marktdesign noch nicht bekannt ist, muss die bisherige Wasserzinsregelung beibehalten und der bisherige Wasserzins von 110 Fr./kW_{br} unverändert auf bisherigem Niveau weitergeführt werden.**
- **Die Berggebiete ganz allgemein, aber insbesondere die am schwersten betroffenen Konzessionsgemeinden sind keinesfalls bereit, alleine die Zeche für eine verfehlte Strommarktpolitik in der Schweiz und im benachbarten Ausland sowie für unternehmerische Fehlentscheide zu bezahlen.**
- **Würde eine unhaltbare, länger andauernde defizitäre Wasserkraft lückenlos nachgewiesen, müsste bei notwendig werdenden Unterstützungsmassnahmen eine Opfersymmetrie Platz greifen. Die aktuelle Marktsituation ist jedenfalls keine zulässige Begründung für einseitige Korrekturmassnahmen beim Wasserzins auf dem Buckel der Berggebietskantone und Berggemeinden.**
- **Zudem haben sich die Strompreise in den letzten 12 Monaten um über 20 % erholt und die Stromverkäufer auf dem freien Markt können zusätzlich vom massiv erstarkten Euro profitieren. Von einer generell defizitären Wasserkraft kann heute ohnehin keine Rede sein. Bevor die Höhe der Wasserzinsen in Frage gestellt wird, ist auch von den Stromkonzernen endlich diesbezügliche Transparenz zu fordern.**

Die Gemeinde Stalden ist aber zum jetzigen Zeitpunkt nicht bereit, eine Wasserzinsreduktion zu akzeptieren.

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit zur Stellungnahme und bitten Sie, die berechtigten Interessen der Gemeinde Stalden, der Berggemeinden und der Gebirgskantone zu berücksichtigen.

Freundliche Grüsse

GEMEINDE STALDEN

Der Präsident:



Der Schreiber:





Comune di Calanca

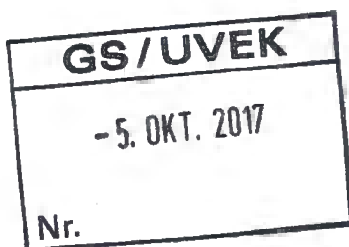
Cancelleria comunale – Pretorio – 6543 Arvigo
Tel. 091 828 14 44 – Fax 091 828 13 13 – E-mail: cancelleria@comunedicalanca.ch
www.comunedicalanca.ch

Reparto:
Finanze / Canoni idrici

Responsabile:
R. Keller

Archivio:

Nostro rif.: nm



Onorevole
Presidente della Confederazione
Sig.ra Doris Leuthard
DATEC
3000 Berna

Arvigo, 29 settembre 2017

Consultazione sull'aliquota massima del canone d'acqua 2020-2022 Nostra presa di posizione

Stimata Presidente della Confederazione,

Ci riferiamo alla consultazione sopraccitata e con la presente dichiariamo di sostenere completamente la presa di posizione della Comunità di interessi dei comuni concessionari (IBK) per quanto riguarda la revisione della Legge sulle forze idriche.

La preghiamo urgentemente di mantenere l'aliquota massima del canone d'acqua al livello attuale e di prolungare la regola vigente fino all'entrata in vigore di un nuovo modello del mercato energetico (2023).

Per il nostro Comune il canone d'acqua ha una particolare importanza.

Nel ringraziarvi anticipatamente per l'attenzione, porgiamo cordiali saluti.

Il sindaco:

Rodolfo Keller

Municipio di Calanca



La segretaria:

Mascia Navoni

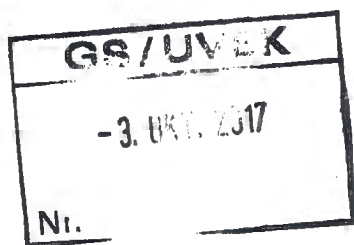
Copia p.c.:

Dipartimento costruzioni, trasporti e foreste dei Grigioni, Stadtgartenweg 11, 7001 Coira
Segretariato IBK, sig. Reto Jörgler, Postfach 70, 7132 Vals



COMUNE DI SOAZZA

CCP 65-107-3 – Tel. 091 831 11 88 – Fax 091 831 10 29
e-mail: cancelleria@soazza.ch



Onorevole
Presidente della Confederazione
Doris Leuthard
DATEC
3000 Berna

Soazza, 29 settembre 2017

Consultazione sull'aliquota massima del canone d'acqua 2020-2022

Stimata Presidente della Confederazione,

Ci riferiamo alla consultazione sopraccitata e con la presente dichiariamo di sostenere completamente la presa di posizione della Comunità di interessi dei comuni concessionari (IBK) per quanto riguarda la revisione della Legge sulle forze idriche ed in particolare:

- I canoni d'acqua non devono essere ridotti
- La nuova regolamentazione dei canoni d'acqua deve essere coordinata nel tempo e nei contenuti con l'elaborazione del nuovo modello di mercato dell'energia.
- L'attuale regolamentazione dei canoni d'acqua deve essere prolungata fino al momento in cui entra in vigore il nuovo modello di mercato.
- La variante alternativa per la regolamentazione di transizione (art. 49 par. 1 e 1bis, riduzione puntuale del canone d'acqua solo per centrali idroelettriche chiaramente deficitarie) deve essere rifiutata.
- L'esenzione del versamento del canone d'acqua in caso di concessione di contributi d'investimento (art. 50a) va rifiutata.
- La proposta di consenso a livello internazionale per le centrali di confine (art. 7 e art. 49 par. 1 ultima fase) viene pure rifiutata.
- La proposta di flessibilizzazione del canone d'acqua non deve essere perseguita. Se viene considerata, la parte fissa deve comportare almeno l'attuale quota di 110 CHF/kWbr.
- Nel quadro del nuovo modello di mercato si devono considerare e risarcire l'utilità e il valore delle centrali con bacini di accumulazione, affinché gli impianti finanziati siano in modo solido così da garantirne il proseguimento delle attività di produzione e l'adempimento degli impegni esistenti.

Per il nostro Comune il canone d'acqua ha una particolare e fondamentale importanza.

Vi ringraziamo di averci concesso la possibilità di esprimere il nostro parere e nel contempo chiediamo di tenere in considerazione le nostre argomentazioni.

Con i nostri migliori ossequi.

MUNICIPIO DI SOAZZA

Il Presidente comunale:

L. Mantovani

Il Segretario comunale:

F. Buttelli





GEMEINDE
EISTEN

**Frau Bundespräsidentin Doris Leuthard
Vorsteherin UVEK, Kochergasse 6
3003 Bern
Per E-Mail an revision-wrg@bfe.admin.ch**

**An den Staatsrat des Kantons Wallis
Staatskanzlei, Planta 3
1950 Sitten**

Eisten, 30. September 2017/ua

Stellungnahme der Gemeinde Eisten zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020)

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Frau Staatsrätin
Sehr geehrte Herren Staatsräte

Vorgängig bedanken wir uns für die Gelegenheit, über das oben vermerkte Geschäft Stellung zu nehmen.

Der Bundesrat schlägt mit der Revisionsvorlage vor, dass das Wasserzinsmaximum in einer Übergangsperiode in den Jahren 2020 bis 2022 von 110 Fr./kW_{br} auf 80 Fr./kW_{br} gesenkt wird. Für die Zeit nach 2022 soll ein flexibles Modell für den Wasserzins eingeführt werden, bestehend aus einem fixen und einem variablen, marktabhängigen Teil. Die genaue Ausgestaltung dieses flexiblen Modells liegt derzeit nicht vor.

Die Gemeinde Eisten lehnt den vorliegenden Revisionsentwurf und somit die Senkung des Wasserzinsmaximums von 110 auf 80 Fr./kW_{br} zum heutigen Zeitpunkt in aller Form und mit Überzeugung ab.

Unsere Anträge:

- **Die Wasserzinsen sollen nicht gesenkt werden.**
- **Die Neuregelung der Wasserzinsen soll zeitlich und inhaltlich mit der parlamentarischen Erarbeitung des neuen Strommarktmodells koordiniert werden.**
- **Die bestehende Wasserzinsregelung ist entsprechend zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.**

- **Der Vorschlag eines flexiblen Wasserzinses ist fallen zu lassen. Wird er trotzdem eingeführt, hat der fixe Teil mindestens der Höhe der bisherigen 110 Fr./ kW_{br} zu entsprechen.**
- **Die hohe Systemdienlichkeit und Werthaltigkeit der Speicherkraftwerke im Rahmen der neuen Strommarktordnung ist angemessen mit zu berücksichtigen und zu entschädigen. Die entsprechenden Anlagen sollen eine solide Finanzierung erhalten, die den Weiterbetrieb garantiert und bestehende Verpflichtungen nicht in Frage stellt.**

Es ist nicht korrekt und nicht fair, wenn heute oft der Anschein erweckt wird, als handle es sich bei den Wasserzinsen um Almosen für das Berggebiet. Das Wasser ist eine der wenigen natürlichen Ressourcen der Schweiz. Der Wasserzins stellt eine Abgeltung für diese Ressourcennutzung dar. Viele Gemeinden, und auch die Gemeinde Eisten, sind von einer Reduktion der Wasserzinsen enorm betroffen. Bei den Standortgemeinden handelt es sich sehr oft um strukturschwache Gemeinden. Diese könnten ohne die Wasserzinseinnahmen in bisheriger Höhe ihr Leistungsniveau zu Gunsten der Bevölkerung nicht aufrechterhalten. Die Gemeinden würden für die Bevölkerung und Wirtschaft weniger attraktiv werden, Abwanderungstendenzen, die heute schon vorhanden sind, würden verstärkt oder müssten mit zusätzlichen Mitteln aus dem kantonalen Finanzausgleich oder anderen Unterstützungsmassnahmen kompensiert werden. Die vom Bundesrat vorgeschlagene Senkung der Wasserzinsen hätte somit erhebliche negative Auswirkungen auf die Berggebiete.

Der Reingewinn der Strombranche betrug, gemäss Bundesstatistik, allein in den Jahren 2000 bis 2013 noch ganze 26 Milliarden Franken. Die Ertragssteuern und Dividenden bleiben grösstenteils bei den Eigentümern der Kraftwerkanlagen, in den Nicht-Wasserkraftkantonen, also im Flachland. Die Bergkantone kämpfen seit Jahrzehnten und auf verschiedenen Ebenen für eine faire "Partnerwerkbesteuerung", damit wenigstens ein Teil der Ertragssteuern am Produktionsstandort und damit im Berggebiet verbleibt. Den Standortkantonen als Ressourcenlieferanten entgehen substantielle Erträge aus dem Markterlös der Wasserkraft. Die Eigentümerkantone wussten eine solche faire Besteuerung bis heute zu verhindern. Kommt hinzu, dass sich die Strompreise in den letzten 12 Monaten stark erholt haben und die Stromverkäufer zusätzlich vom massiv erstarkten Euro, Systemdienstleistungen und zertifizierte Wasserkraft profitieren können. Der in der Schweiz produzierte Strom, aus der Ressource Wasser, ist heute viel mehr wert als noch vor einem Jahr. Es ist deshalb völlig unverständlich warum der Wasserzins gesenkt und die Bergkantone und Berggemeinden erneut ein Opfer bringen sollen.

Die Strombranche beklagt seit einigen Jahren systematisch die angeblich hohe Last durch die Wasserzinsen. Dabei verschweigt sie, dass die Wasserzinsen nur einen kleinen Teil der Lasten ausmachen. Beim aktuellen Wasserzinsmaximum von 110 Fr./kW_{br} macht der Wasserzins ca. 1.6 Rp./ kWh aus. Der Wasserzins hat dabei durchaus seine Berechtigung und zwar unabhängig von der jeweiligen Marktsituation.

Bei der Beurteilung der Lage der Wasserkraftproduzenten muss berücksichtigt werden, dass deren Handlungsspielraum und Marktpotenzial auch durch andere Bestimmungen in den letzten Jahren erheblich eingeschränkt wurden. So führen u.a. die neuen Restwasserbestimmungen aus dem Jahr 1992 zu einer Produktionseinbusse von rund 140 Millionen Franken.

Die Umweltauflagen für Renaturierungsprojekte sowie die unendlich sich hinziehenden Bewilligungsverfahren für den Ausbau von Übertragungsnetzen führen ebenfalls zu erheblichen Kostensteigerungen. Es ist daher falsch, wenn nun der Wasserzins in Frage gestellt wird und damit die aktuelle Lage der Wasserwirtschaft einzig von den konzедierenden Kantonen und Gemeinden bewältigt werden müsste.

Bevor über eine allfällige Neuregelung der Wasserzinsen gesprochen wird, müssen die Stromkonzerne Transparenz zeigen und die Preise offenlegen. Das zukünftige Strommarktdesign sollte bekannt sein. Zudem müssten dann die genauen Eckwerte des Modells definiert werden. Selbst dann käme aber das Modell fix/flexibel nach Meinung der Gemeinde Eisten nur in Frage, wenn der fixe Teil mindestens der Höhe der bisherigen 110 Fr./kW_{br} entsprechen würde.

Schlussfolgerung:

- **Solange das neue Strommarktmodell nicht bekannt ist, muss die bisherige Wasserzinsregelung beibehalten und der Wasserzins von 110 Fr./kW_{br} unverändert auf dem Niveau weitergeführt werden.**
- **Die Berggebiete ganz allgemein, aber insbesondere die am schwersten betroffenen Konzessionsgemeinden sind keinesfalls bereit, alleine die Zeche für eine verfehlte Strommarktpolitik in der Schweiz und im benachbarten Ausland sowie für unternehmerische Fehlentscheide zu bezahlen.**
- **Die Strompreise haben sich in den letzten 12 Monaten um über 20% erhöht und die Stromverkäufer auf dem freien Markt können zusätzlich vom massiv erstarkten Euro profitieren. Von einer generell defizitären Wasserkraft kann heute keine Rede sein. Bevor die Höhe der Wasserzinsen in Frage gestellt wird, ist auch von den Stromkonzernen endlich diesbezügliche Transparenz zu fordern.**

Die Gemeinde Eisten ist aber zum jetzigen Zeitpunkt nicht bereit, eine Wasserzinsreduktion zu akzeptieren.

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit zur Stellungnahme und bitten Sie, die berechtigten Interessen der Gemeinde Eisten, der Berggemeinden und der Gebirgskantone zu berücksichtigen.

Freundliche Grüsse

GEMEINDEVERWALTUNG EISTEN

Der Schreiber



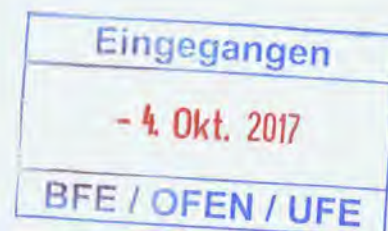
Udo Andenmatten



Der Präsident



Urban Andenmatten



All'
Ufficio federale dell'energia
Sezione Forza Idrica
3003 Berna

v. rif.
n. rif. PB/ca
Risoluzione municipale no. 1886
Ascona, 2 ottobre 2017

Revisione della legge sulle forze idriche - Consultazione

Egregi Signori,

vi scriviamo nell'ambito della procedura di consultazione per la revisione della Legge sulle forze idriche.

Teniamo a comunicarvi che il Municipio del Borgo di Ascona, pur non essendo diretto destinatario della procedura di consultazione, ha deciso di esprimersi ugualmente nel merito ritenuto l'importante impatto che le modifiche proposte avrebbero sulle finanze cantonali e, di riflesso, sulle finanze comunali.

In particolare il Municipio del Borgo di Ascona ci tiene a comunicarvi di condividere pienamente la presa di posizione che vi è stata trasmessa dalla Conferenza dei governi dei cantoni alpini e dall'Associazione dei comuni ticinesi.



Preso di posizione che vi chiediamo quindi di tenere in debita considerazione.

Restiamo chiaramente a vostra disposizione per ogni ulteriore necessità di chiarimento.

Con cordiali saluti.

Per il Municipio:

Il Sindaco:

Dr. med. Luca Pissoglio



La Segretaria:

Avv. Paola Bernasconi

Copia:

- Associazione Comuni ticinesi, Bellinzona
- Conferenza dei governi dei cantoni Alpini, Coira
- F. Laloli, Aziende Comunali, Ascona



Ernen 02.10.2017

Gemeinde Ernen

Kanzlei – 3995 Ernen
Tel. 027 971 14 28
Fax 027 971 36 83
gemeinde@ernen.ch
www.ernen.ch

Bundesamt für Energie
Sektion Wasserkraft
3003 Bern

Stellungnahme zur Revision des Wasserrechtsgesetzes, resp. der Wasserzinsregelung ab 2020

Sehr geehrte Damen und Herren

Für viele Berggemeinden im Oberwallis stellt der Wasserzins die mit Abstand grösste und wichtigste Einnahme im Gemeindehaushalt dar. Dank den Wasserzinseinnahmen kann ein Teil der Lasten der Berggemeinden abgefangen und so das Überleben der Bergdörfer überhaupt sichergestellt werden.

Die Reduktion des Wasserzinsmaximums würde einen frontalen Angriff auf das Finanzierungsmodell der Berggemeinden darstellen. Aufgrund der geografischen Gegebenheiten ist es für die Gemeinden schlicht nicht möglich, andere auch nur vergleichbare Einnahmequellen zu generieren. Durch die Wasserzinsreduktion würden die Berggemeinden daher stärker in die Abhängigkeit des Finanzausgleichs und anderer Unterstützungshilfen getrieben werden. Die Berggemeinden würden länger je mehr zum Bitsteller degradiert.

Wir können nicht akzeptieren, dass den Berggemeinden und Bergkantonen eine solche Last auferlegt wird. Die schwierige Entwicklung im Energiebereich die aufgrund folgenschwerer politischer Entscheidungen sowohl im In- als auch im Ausland entstanden ist, darf nicht einseitig auf den Schultern bereits benachteiligter Gebiete abgelegt werden.

Derzeit ist weder das neue Strommarktdesign noch das daraus folgende Wasserzinsmodell bekannt. Beides wird einen grossen Einfluss auf die Wasserzinsen haben und damit heute unabsehbare Folgen für die Berggemeinden mit sich bringen. Ob die entsprechenden Leitplanken bis 2022 wirklich bereits gesetzt sind, ist aus unserer Sicht fraglich. Vor dem Hintergrund dieser unklaren Ausgangslage erachten wir die Anpassung des Wasserzinsmaximums daher als übereilt und falsch.



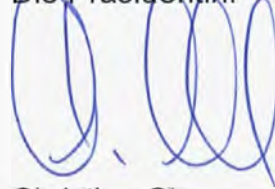
Die Gemeinde Ernen lehnt die Reduktion des Wasserzinses ohne die vorgängige Diskussion und Definition des neuen Strommarktdesigns entschieden ab. Das Wasserzinsmaximum muss bis zum Vorliegen der neuen Modelle auf dem jetzigen Stand beibehalten werden.

Wir hoffen, dass Sie die Anliegen der Berggemeinden in diesem für uns elementaren Thema berücksichtigen können.

Freundliche Grüsse

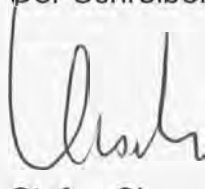
GEMEINDEVERWALTUNG ERNEN

Die Präsidentin:



Christine Clausen

Der Schreiber:

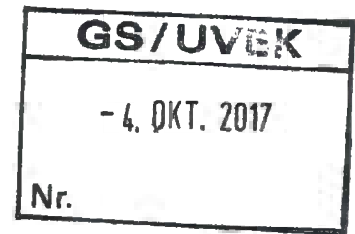


Stefan Clausen





COMUNE DI MESOCCO



Mesocco, 2 ottobre 2017

Signora
Consigliera federale
Doris Leuthard
3003 Berna

Consultazione sull'aliquota massima del canone d'acqua 2020-2022

Stimata signora Consigliera federale.

Con la presente intendiamo dichiarare il nostro pieno sostegno alla presa di posizione della Comunità di interessi dei comuni concedenti grigioni (IBK) per quanto riguarda la revisione della Legge sulle forze idriche.

La preghiamo urgentemente di far sì che l'aliquota massima del canone d'acqua venga mantenuta come quella attuale e che la regola vigente sia prolungata fino all'entrata in vigore di un nuovo modello di mercato energetico previsto per il 2023.

L'importanza dei canoni d'acqua per il nostro Comune è determinante al fine di poter continuare ad amministrare la comunità con efficienza, senza dover chiedere sacrifici immani alla nostra gente.

Sicuri che terrà conto della nostra situazione e della nostra richiesta, le porgiamo cordiali saluti.

MUNICIPIO DI MESOCCO

Il Sindaco:

Il Segretario:

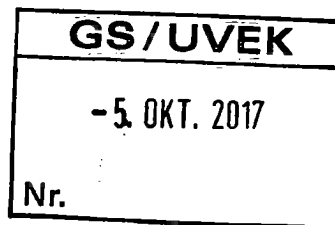

Ch. De Tann


G. Cereghetti



COMUNE DI CAMA

Telefono 091/830 14 41
Fax 091/830 15 23
E-mail com.cama@bluewin.ch



On. Presidente della Confederazione
Doris Leuthard
Direttrice DATEC
Kochergasse 6
3003 Berna

Cama, 3 ottobre 2017

Presa di posizione

Avamprogetto concernente la revisione parziale della legge sulle forze idriche.

Onorevole Presidente della Confederazione,
Gentili Signore e Signori,

mediante comunicazione del 22 giugno 2017 ci avete concesso la possibilità di esprimerci in merito all'avamprogetto concernente la revisione parziale della legge sulle forze idriche (in particolare il nuovo canone massimo per i diritti d'acqua previsto dal 1° gennaio 2020).

Non siamo assolutamente d'accordo con quanto proposto, contrario a buoni compromessi svizzeri, e di principio sosteniamo in pieno la presa di posizione della Comunità di interessi dei comuni concessionari (IBK) per quanto riguarda la revisione della Legge sulle forze idriche.

La preghiamo urgentemente di mantenere l'aliquota massima del canone d'acqua al livello attuale e di prolungare la regola vigente fino all'entrata in vigore di un nuovo modello del mercato energetico (2023).

Per il nostro Comune il canone d'acqua ha una particolare importanza.

Siamo anche direttamente coinvolti quale azionisti in una partecipazioni nel settore idroelettrico, (partnerweke ELIN SA). Ciò nonostante le proposte dei grandi produttori energetici non ci trovano consenzienti.

Aggiungiamo quindi, alla citata presa di posizione una serie di punti concreti che toccano il nostro caso particolare, questo per documentare quanto scorretto sia proporre in questo momento una modifica unilaterale dei canoni d'acqua senza conoscenza del futuro assetto elettrico del nostro paese.

1. La situazione europea del mercato energia elettrica è falsata dai sussidi che la Germania incassa dai piccoli consumatori finali e che servono sia alla nuove energia sia al finanziamento di nuove centrali a carbone. L'utente tedesco paga 17

cts o più di euro di tasse per questa politica¹ Queste tasse vanno a ridurre il costo di produzione (aiuto all'investimento) falsando in modo palesemente il mercato.

2. Come azionisti di minoranza una partnerwerke (ELIN SA) abbiamo constatato come, negli anni con buoni utili, gli investimenti per i rinnovi impianti venivano fatti senza troppo controllo dei costi in quanto spesso i lavori erano svolti da ditte legate al gruppo dell'azionista principale. Come azionisti di minoranza, con poca voce in capitolo, ci è stato difficile intervenire; sta di fatto che i grandi gruppi integrati (AXPO, ALPIQ...) hanno sfruttato la loro posizione di forza, a discapito dei piccoli azionisti e proprietari delle acque per molti anni. La riduzione dei canoni d'acqua, va ancora a favorire questi colossi unilateralmente.
3. Come azionisti di una partnerwerke comprendiamo che la riduzione dei canoni comporti anche un calo dei costi di produzione, ma possiamo dimostrare che, per quanto attiene all'energia utilizzata nella nostra rete elettrica non subiamo grosse perdite, vista l'attuale possibilità di immissione in rete a prezzo di costo.
4. Il problema riguarda quella elettricità che viene venduta sul mercato elettrico (nel nostro caso le eccedenze estive); i prezzi offerti fanno riferimento al mercato (banda) e non tengono conto invece che la produzione avviene nei momenti più favorevoli (punta). Siccome la nostra piccola entità non ci permette l'accesso a trading, il differenziale tra il prezzo di banda e di punta è incassato dagli intermediari di mercato, ancora una volta i grandi gruppi integrati. Per quanto ci riguarda, rimanendo tali i "prezzi di mercato", dal 2019 dovremo finanziare con le imposte i deficit di questo commercio che favorisce solo chi è sul libero mercato. Se poi si toccano i canoni d'acqua, allora il calo di risorse che ne deriverebbe metterebbe in difficoltà i comuni partner!
5. Fino alla liberalizzazione del mercato, nel 2011, pur avendo una partecipazione in una partnerwerke, noi non potevamo vendere liberamente la nostra quota di energia per il monopolio delle reti. Come azionisti, i nostri vantaggi sono stati quelli di utilizzare in proprio parte della nostra energia di partecipazione e di vendere con utili pari a CHF 0.00 o poco più le eccedenze. Una situazione ben diversa dalla posizione dei grandi gruppi che agivano in monopolio anche sulle reti.
6. Con la separazione legale dei costi di rete dai costi dell'energia (LAel), il prezzo complessivo (rete ed energia) a carico delle famiglie della nostra regione è raddoppiato. Ci fu detto che prima si pagava troppo poco di rete; una situazione storica, dovuta al fatto che la rete fu costruita per portar via l'energia, non certo per i bisogni dei locali. Oggi con solidarietà federale tutti partecipiamo ai costi della rete superiore in pari misura; anche questi aspetti di conguaglio e storici vanno considerati.
7. La durata delle concessioni idriche è di regola di 80 anni, dimenticare il passato ed i benefici che l'idroelettrico ha portato ai grandi gruppi per molti anni, per richiedere, alle prime difficoltà una riduzione legata ad una situazione "di mercato" falsata dai sussidi è semplicemente scorretto.
8. I canoni d'acqua sono stati insufficienti per molti anni; solo con i recenti aumenti si è raggiunto un livello adeguato. Inoltre si è sempre assistito nel passato ad un trasferimento di utili (imposte) dalle zone di produzione alla zone di consumo, penalizzando così fiscalmente i Comuni e Cantoni sede delle partnerwerke. Una politica che assomiglia molto alle politiche coloniali del '800! Già solo per questa ragione i canoni d'acqua non vanno toccati.

¹ BDEW-Strompreisanalyse Februar 2017 Haushalte und Industrie

9. Non si possono proporre riduzione dei canoni d'acqua perché sono a carico di un solo attore della produzione, senza che la proprietà rinunci dapprima ai dividendi. L'acqua è la materia prima con cui si produce energia, essa va pagata prima di tutto. I dividendi delle partnerwerke sono considerati costi di produzione e definiti in sede di preventivi. La prima cosa che fa un'azienda privata in difficoltà a causa dei prezzi di mercato è azzerare i dividendi. Una simmetria degli interventi è il minimo che ci si possa aspettare: proprietari (dividendi e utili indiretti da investimenti e commercio con società del gruppo), consumatori (tasse di promozione), grandi consumatori sul libero mercato oggi esentati del KEV, Swissgrid (assunzione reti residue delle partnerwerke) e Confederazione (politica attiva contro le distorsioni del mercato, sussidi ritiro i centrali non redditizie) devono intervenire in modo concertato.
10. I costi di produzione dell'idroelettrico sono diversi da caso a caso. Le centrali con i costi di produzione elevati (superiori a 6.5cts Kwh) sono una minoranza e rappresentano dei casi di rigore che la legge dovrebbe considerare in modo adeguato. Stando ad dati ELCOM² i prezzi pagati dai consumatori finali, categoria H4 sono fra 6.0 e 9.0 cts quindi quasi sempre superiori ai costi di produzione. I prezzi più bassi si trovano nelle regione di distribuzione AXPO! Non vediamo quindi motivo di riduzione per favorire ulteriormente queste regioni.
11. Con il sistema attuale delle partnerwerke nella attuale situazione di mercato non vi è una via di uscita per un partner di una centrale con costi di produzione elevati; la vendita di una partecipazione è impossibile (prezzi negativi), la chiusura di una centrale è contraria alla politica energetica ed è anche contraria alla concessioni ed interessi dai partner ed implica costi di smantellamento elevati. Eppure, pur se con costi di produzione superiori al prezzo di mercato l'energia idrica ha la sua ragione d'essere nel panorama svizzero, fornendo potenza ed energia a richiesta degli utenti. Molto meglio che solare ed eolico; per questo motivo i casi di rigore, vanno trattati singolarmente ad esempio recuperando risorse presso chi oggi beneficia di prezzi di mercato molto bassi e dell'esonero del KEV. La Confederazione può anche farsi parte attiva, ritirando quelle partecipazioni in partnerwerke da partner che non possono sopportare i deficit. A lungo termine l'idroelettrico riprenderà quota e quindi la Confederazione farà un buon affare. Si acquisiscono così informazioni utili e concrete per una politica elettrica costruttiva e orientata al futuro.
12. La trasparenza nei dati contabili delle partnerwerke e dei relativi benefici dei grandi gruppi ed azionisti è una premessa fondamentale per un'analisi serena della situazione dell'idroelettrico. La ELCOM interviene con un controllo dei costi sulle singole posizioni della rete, ma, davanti alla proposta di riduzione dei canoni idrici nessuno chiede trasparenza ai grandi gruppi che tanto reclamano. Solo così si acquisiscono informazioni utili e concrete per una politica elettrica costruttiva e orientata al futuro.
13. L'attuale sistema del KEV è ingiusto ed inefficiente: le imprese industriali grosse consumatrici ottengono un rimborso, i piccoli consumatori pagano; i sussidi per solare ed eolico sono oggettivamente poco efficaci (poca energia prodotta per CHF speso) e versati per produzione di energia poco utile in quanto prodotta quando non richiesta dal mercato. L'uso del KEV risulterebbe più efficiente là dove, per ragioni economiche gli investimenti non vengono fatti; se, per danni della natura, una presa d'acqua viene distrutta, nella situazione attuale la partnerwerke non investe per ripristinarla come sarebbe logico e quindi si perde potenziale produttivo. Prima di toccare i canoni d'acqua le distorsioni del KEV (fra paganti e riceventi) vanno corrette.

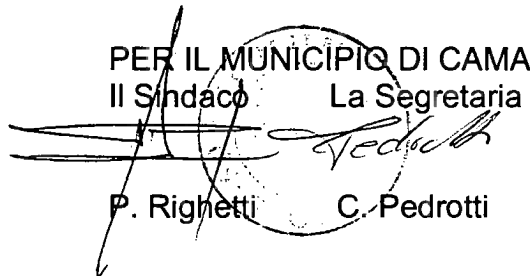
² <https://www.prezzi-elettricitaelcom.admin.ch/Map/ShowSwissMap.aspx>

14. La politica dei deflussi minimi, per ragioni ambientali è negativa dal punto di vista della produzione ed ha ripercussioni negative sui canoni incassati. D'altra parte si utilizzano nuovi tratti di fiumi ancora naturali realizzando nuovi impianti sussidiati KEV. Questa politica è contraddittoria fra obiettivi di sviluppo idroelettrico e di difesa ambientale. Sul nostro territorio abbiamo un caso concreto che potremo anche illustrarvi. Anche in questo caso, prima di una riduzione dei canoni occorre definire la direzione politica da seguire.

15. Una riduzione dei canoni non aiuterà l'attribuzione di nuove concessioni per l'energia idrica, nemmeno su progetti sostenuti con il KEV. Il non pagamento dell'acqua su nuovi progetti per 10 anni significa bloccare ogni autorizzazione futura. Un vero autogoal! Anche per questo motivo occorre rinunciare ed una riduzione dei canoni idrici.

Vi ringraziamo per averci concesso la possibilità di esprimere il nostro parere. Chiediamo al Consiglio federale di tenere in debita considerazione le nostre argomentazioni e la posizione dei piccoli azionisti nella partnerwerke. Contando sulla rinuncia al progetto in attesa di una discussione più ampia sul settore elettrico svizzero.

Distinti saluti

PER IL MUNICIPIO DI CAMA
Il Sindaco La Segretaria

P. Righetti C. Pedrotti



Ns. Rif. Massimiliano Canonica
T. 091 936 03 74
massimiliano.canonica@capriasca.ch

Spettabile
Ufficio federale dell'energia
3003 Berna

Ris. mun. n° 867 del 02.10.2017

Tesserete, 3 ottobre 2017

Revisione della legge sulle forze idriche: normativa in materia di canoni per i diritti d'acqua dopo il 2019

Gentili Signore,
egregi Signori,

con la presente intendiamo manifestare il nostro pieno appoggio alla presa di posizione della Conferenza dei governi dei Cantoni alpini (CGCA) del 28 agosto scorso contro la riduzione generale del canone massimo per i diritti d'acqua.

Sicuri che il Consiglio federale saprà tenere in debita considerazione le argomentazioni della CGCA, porgiamo i nostri migliori saluti.

Per il Municipio

Andrea Pellegrinelli, **Sindaco**

Davide Conca, **Segretario**

C.p.c. a:

- Conferenza dei governi dei Cantoni alpini, Hinterm Bach 6, CP 539, 7001 Coira;
- Consiglio di Stato del Canton Ticino, Piazza Governo 6, 6501 Bellinzona;
- Associazione dei Comuni ticinesi, CP 206, 6500 Bellinzona 5.



Bundesamt für Energie
Sektion Wasserkraft
3003 Bern

Ferden, 3. Oktober 2017

Stellungnahme zum Entwurf für die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir beziehen uns auf das am 21. Juni 2017 eröffnete Vernehmlassungsverfahren zur Revision des Bundesgesetzes über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte (Wasserrechtsgesetz, WRG; SR 721.80). Wir danken für die Möglichkeit zur Abgabe einer Stellungnahme als betroffene Standortgemeinde.

Der Entwurf für die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes sieht unter anderem während der Übergangszeit von 2020 bis 2022 eine generelle Reduktion des Wasserzinsmaximums von derzeit CHF 110.-- auf CHF 80.-- pro Kilowatt Bruttoleistung vor. Eine Reduktion, in welcher Form auch immer angedacht, lehnen wir kategorisch ab.

Wir erlauben uns, dies wie folgt näher zu begründen:

Als betroffene Standortgemeinde der Talsperre Lötschen (zusammen mit der Nachbargemeinde Kippel) weisen wir darauf hin, dass unsere Gemeinwesen nun schon zum zweiten Mal „über den Tisch gezogen werden“. Beim Bau der Talsperre Lötschen wurden die Gemeinden für die Ein-sitznahme in die Aktiengesellschaft des Elektrizitätsunternehmens nicht berücksichtigt. Dividen-den und Tantiemen flossen in der Folge in die Taschen der Aktionäre. Ein schweizweites Vorgehen der damaligen Elektrizitätsbranche an welchem sich auch die „gutbetuchten“ Kantone ihren Anteil sicherten.

Nach Jahrzehnten der Gewinnabschöpfung durch die Elektrizitätsunternehmen und die Nicht-Berggebietskantone sollen nun die Berggemeinden für die verfehlte Energiepolitik der Unter-nehmen aufkommen und auf einen Teil ihrer Wasserzinsen verzichten.

Es erstaunt, mit welchem Tempo hier durch den Bundesrat regulatorisch interveniert wird. Wäh-rend der guten Bilanzjahre der Elektrizitätsunternehmen war das politische Interesse bedeutend und spürbar tiefer. Kraftwerksbetreiber heute mit dem Attribut „notleidend“ zu bezeichnen, empfin-den wir als deplatziert. Schliesslich handelt es sich nicht um Flüchtlinge sondern um Kapitalge-sellschaften resp. Konzerne.

Lötschental

Die Wasserzinsen sind eine bedeutende Einnahmequelle unserer Gemeinde. Sie betragen zwischen 12-15% der Gesamteinnahmen. Eine Reduktion hat gravierende Auswirkungen. Die Aufrechterhaltung der Infrastrukturen ist von grösster Bedeutung. Jede Kürzung von Einnahmen erschwert ein gut funktionierendes Leistungsniveau von strukturschwachen Gemeinden wie der unseren und führt zwangsläufig zu einer Verschlechterung des bisherigen status quo.

Die negativen Auswirkungen für die Berggemeinden sind absehbar und bedürfen an dieser Stelle keiner zusätzlichen Erläuterungen.

Der vorliegende Gesetzesentwurf widerspricht dem schweizerischen Grundsatz des Föderalismus und entspricht nicht dem Gebot der Verhältnismässigkeit. Die Gemeinwesen stellen Grund und Boden zur Verwertung der Wasserkraft zur Verfügung. Hierfür sind sie auch angemessen zu entschädigen.

Die geplante Teilrevision des Gesetzes führt zwangsläufig zu einem Präjudiz dessen negative Folgen absehbar sind. Tür und Tor zu einer noch höheren Reduktion werden weit geöffnet.

Wir stellen auch fest, dass die Teilrevision des Gesetzes ein verzerrender Eingriff in die marktwirtschaftlichen Grundsätze darstellt.

Wir unterstreichen nochmals unsere ablehnende Haltung gegenüber der Teilrevision des Gesetzes und weisen darauf hin, dass wir die Stellungnahme der Regierungskonferenz der Gebirgskantone vom 28. August 2017 vollumfänglich unterstützen.

Wir danken für die Aufnahme unserer Vorbehalte in die Vernehmlassung und hoffen, dass unsere berechtigten Interessen entsprechend berücksichtigt werden.

Mit freundlichen Grüssen

Gemeindeverwaltung Ferden


Nadja Jeitziner
Gemeindepräsidentin


Martin Ebener
Gemeindeschreiber



ASSOCIAZIONE DEI COMUNI DI VALLEMAGGIA



presidente
Michele Rotanzi
6695 Peccia

segreteria
c/o Antenna Vallemaggia
6678 Lodano



Spettabile
Ufficio federale dell'energia
Sezione Forza idrica
3003 Berna

Cevio, 03 ottobre 2017

Revisione parziale della legge federale sull'utilizzazione delle forze idriche

Egregi Signori,

Il Consiglio direttivo della nostra associazione si è chinato sulla proposta del Consiglio federale in merito alla riduzione dell'aliquota dei canoni d'acqua.

La preoccupazione del nostro consiglio risiede nelle conseguenze che una tale misura, qualora introdotta, avrà per le finanze dei comuni delle zone periferiche.

Per l'intera Vallemaggia, se il modello proposto dal Consiglio federale dovesse entrare in vigore, la perdita finanziaria ammonterebbe a quasi 900'000 CHF, ciò che corrisponde a diversi punti percentuali specialmente nelle zone più periferiche (fino a circa 15 punti).

La nostra Associazione appoggia quindi in modo deciso e convinto la presa di posizione della conferenza dei governi dei Cantoni alpini che rifiuta la riduzione generale del canone massimo dei diritti d'acqua.

Con la massima stima,

PER L'ASSOCIAZIONE DEI COMUNI DI VALLEMAGGIA

Michele Rotanzi
Presidente

Christian Ferrari
Segretario

Copia p.c.:- Associazione dei Comuni Ticinesi



EINWOHNERGEMEINDE
3905 SAAS-ALMAGELL
GEMEINDEKANZLEI
Tel: +41 (0)27 957 27 26
Fax: +41 (0)27 957 42 16
saas.almagell@bluewin.ch
www.saas-almagell.org

GS / UVEK

- 5. OKT. 2017

Nr.

Frau Bundespräsidentin
Doris Leuthard
Vorsteherin UVEK
Kochergasse 6
3003 Bern

Saas-Almagell, 4. Oktober 2017

Entwurf für die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes

Stellungnahme

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Als politische Gemeinde nehmen wir die Möglichkeit wahr, uns zum Entwurf für die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes (insbesondere neues Wasserzinsmaximum ab 1. Januar 2020) vernehmen zu lassen. Nach Einsicht in die Unterlagen nimmt die Gemeinde Saas-Almagell gerne wie folgt Stellung:

I. ZUSAMMENFASSUNG

Die Gemeinde Saas-Almagell erachtet eine zeitliche und inhaltliche Koordination der Ausgestaltung des neuen Wasserzinsmaximums mit dem neuen marktnahen Modell für den Strommarkt (Art. 30 Abs. 5 EnG) *im Grundsatz* für geboten und zweckmässig. In diesem Sinne begrüsst sie eine Übergangsregelung. Deren Dauer ist aber nicht an eine konkrete Jahreszahl, sondern an die *Inkraftsetzung des neuen Marktmodells* zu knüpfen, denn nur dies gewährleistet eine echte Koordination zwischen dem Wasserzins- und Strommarktmodell.

Hingegen lehnt die Gemeinde Saas-Almagell die vom Bundesrat unterbreitete Hauptvariante strikte ab, weil diese keinen problembezogenen Beitrag zur Korrektur der Verwerfungen im schweizerischen Strommarkt leistet und auf einer in wesentlichen Aspekten verfehlten Ursachenanalyse beruht und weil sich der Bundesrat damit stark widersprüchlich verhält. Die vorgeschlagene Hauptvariante würde zudem auf eine ungerechtfertigte Giesskannensubvention hinauslaufen. Auch würde sie im Ergebnis dazu führen, dass die Wasserkraftkantone die vom Volk mit dem neuen Energiegesetz beschlossene und auf den 1. Januar 2018 in Kraft gesetzte Marktprämie mit Wirkung ab

dem 1. Januar 2020 indirekt kompensieren. Bemerkenswert am Vernehmlassungsvorschlag ist sodann, dass der Bund von allen anderen (Eigentümer, Konsumenten, Wasserkraftkantone) ein Entgegenkommen verlangt, welches er für sich selber aber strikte zurückweist, obwohl er die Wasserkraft zum zentralen Pfeiler der EST-2050 erklärt hat. Die vorgeschlagene Hauptvariante setzt schliesslich einen psychologischen „Anker“, um das Wasserzinsmaximum in einem späteren Schritt erneut zu senken. Dieses Vorgehen ist weder sachlich noch politisch gerechtfertigt und wird von der Gemeinde Saas-Almagell entschieden zurückgewiesen. Wir sind in keiner Weise bereit, „die Übergangslösung als vorbereitende Anpassung vor einer langfristigen Lösung zu sehen“, wie dies im Erläuternden Bericht ausgeführt wird (EB, Ziff. 1.3).

Die vorerwähnten Argumente sprechen grundsätzlich auch gegen punktuelle Wasserzinssenkungen (**Alternativvariante**). Im Sinne der mit den Elektrizitätsgesellschaften gepflegten partnerschaftlichen Politik sind unseres Erachtens Unterstützungsmassnahmen zu prüfen, wenn Kraftwerksbetreiber bzw. ihre Eigner bei der Vermarktung des in spezifischen Wasserkraftwerken produzierten Stroms nachweislich gravierende Schwierigkeiten haben. Bei einer solchen Unterstützung muss aber zwingend folgender Grundsatz gelten: **„Wer über die Marktprämie hinaus eine Unterstützung beanspruchen will, muss vollständige Transparenz gewährleisten!“**. Zudem sind die eingeräumten Erleichterungen an das wasserzinsberechtigten Gemeinwesen **zurückzuzahlen**, wenn die Gesellschaften wieder Gewinne erzielen (Stundung). In diesem Sinne verschliesst sich die Gemeinde Saas-Almagell einer Übergangsregelung mit punktuellen (einzelfallweisen) und an **klare Voraussetzungen** geknüpfte Wasserzinsreduktionen nicht generell.

Aussergewöhnlich ist schliesslich, dass ein Aspekt zur Diskussion gestellt wird, der erklärermassen nicht Gegenstand der Vorlage bildet. Für die Gemeinde Saas-Almagell ist offensichtlich, dass mit der konsultativen Präsentation des **flexiblen Modells** und den in diesem Zusammenhang erwähnten „indikativen“ Zahlen die erst noch zu führende Diskussion zum neuen Modell für das Wasserzinsmaximum präjudiziert werden soll. Genausogut hätten bereits heute verschiedene Modelle für das neue Strommarktdesign in Konsultation gegeben werden können. Ein künftiges Modell für das Wasserzinsmaximum kann aber ohne Kenntnis des künftigen Marktmodells nicht seriös beurteilt werden. Das vom Bundesrat gewählte Vorgehen ist unkoordiniert. Auf eine konkrete Modelldiskussion kann sich die Gemeinde Saas-Almagell erst einlassen, wenn die Ausgestaltung des neuen Strommarktmodells (Art. 30 Abs. 5 nEnG) bekannt ist. Die Gemeinde Saas-Almagell verzichtet deshalb aus grundsätzlichen Überlegungen im gegenwärtigen Zeitpunkt auf eine nähere Stellungnahme zum präsentierten flexiblen Modell. Sie hält aber bereits heute in aller Deutlichkeit fest, dass sich jedes künftige Modell in jedem Fall zumindest auf folgenden **Eckpunkten als Grundlagen** abstützen muss: Eine **vollständige Datentransparenz seitens der Elektrizitätsgesellschaften und Aufsichtsbehörden gegenüber der Gemeinde** sowie die **Erfassung und Darstellung der gesamten mit der Wasserkraft erzielbaren Wertschöpfung**. Allfällige Vorschläge zur Solidarisierung des Wasserzinses durch Erhebung eines Netzzuschlages, wie sie von Dritter Seite teilweise zur Diskussion gestellt werden, lehnt die Gemeinde Saas-Almagell als verfassungswidrig und systemfremd ab. Insgesamt muss das künftige Modell für das Wasserzinsmaximum die Anreize so setzen, dass Gemeinden und Kantone auch künftig noch bereit sind, Konzessionen zu verleihen.

Die detaillierte Begründung unserer Positionen lautet wie folgt (vgl. Folgeseiten):

II. GRUNDSÄTZLICHES

A. Was ist der Wasserzins?

- 1 Der Wasserzins ist der *Preis* für die den Konzessionären (Kraftwerksgesellschaften) in der Regel für 80 Jahre *exklusiv* überlassene *Nutzung der Wasserkraft*. Die Pflicht zur Bezahlung des Wasserzinses entsteht mit dem Erwerb der Konzession durch den Konzessionär. Dieses Entgelt für die Einräumung eines Sondervorteils gilt rechtlich als Kausalabgabe. Ähnliche Entgelte für die Nutzung einer der Sachherrschaft des Gemeinwesens unterstehenden Ressource bestehen beispielsweise bei Steinbrüchen, bei der Kiesgewinnung sowie bei anderen Nutzungen öffentlicher Gewässer (Wärmegewinnung, Kühlzwecke, Bewässerungen usw.).
- 2 Entgegen weitverbreiteter Fehlauffassung ist der Wasserzins also weder eine Subvention noch eine Steuer, sondern ein Ressourcenpreis (rechtlich: Kausalabgabe). Die Gemeinde Saas-Almagell lehnt deshalb Vorschläge ab, welche den Wasserzins zu einer Subvention oder Steuer wandeln möchten, was beispielsweise dann der Fall wäre, wenn der Wasserzins, wie dies teilweise bereits propagiert worden ist, über einen Netzzuschlag finanziert werden soll (ähnlich der „Kostendeckenden Einspeisevergütung“). Der Netzzuschlag ist rechtlich eine Ausgleichsabgabe mit besonderem Verwendungszweck. Bei einer Finanzierung des Wasserzinses aus dem Netzzuschlag würde dieser (und damit auch der Wasserzins) zu einer Zwecksteuer mutieren. Hierfür mangelt es jedoch an einer Grundlage in der Bundesverfassung. Diese Vorschläge erweisen sich daher nicht nur als sachfremd, sondern insbesondere auch als verfassungswidrig.

B. Woher stammt das Wasserzinsmaximum?

- 3 Ende des 19. Jahrhunderts gelang es erstmals, den Strom über weite Distanzen zu transportieren. Das Interesse an der Nutzung der Wasserkraft nahm dadurch schlagartig zu. Die aufstrebende Industrie im Mittelland, sowie der Eisenbahnbau wollten mit günstigem Strom versorgt werden. Damit entstand ein Spannungsfeld zwischen der Elektrizitätserzeugung zu möglichst günstigen Preisen einerseits und den Einnahmen der öffentlichen Hand aus der Gewässerhoheit andererseits. Aus Angst davor, dass die Wasserkraftnutzung durch zu hohe Wasserzinse und durch andere Leistungen erheblich behindert werden könnte, beschloss das Parlament, eine Preisobergrenze für den Wasserzins einzuführen. Das Wasserzinsmaximum ist somit eine *staatlich reglementierte* Preisobergrenze zugunsten der Förderung der Industrialisierung und der Elektrifizierung des Landes. Das erste bundesrechtliche Wasserzinsmaximum wurde im Jahre 1916 in Anlehnung an die bis dahin in den Kantonen üblichen Wasserzinspreise festgelegt. Mit der Hinnahme dieser Einschränkung hat das Berggebiet einen grossen Beitrag zugunsten der Entwicklung der Schweizer Industrie und der Industriestandorte geleistet. Im Gegenzug konnten die Berggemeinden und -kantone Einnahmen generieren, um Erschliessungen zu realisieren und eine wirtschaftliche Entwicklung voranzutreiben. Das Wasserzinsmaximum gründet somit auf einem Interessenausgleich zwischen den Eigentümern der natürlichen Ressource Wasserkraft und der Schweizer Volkswirtschaft.

C. Der Wert des Wassers hat sich stark gewandelt

- 4 Der Wert des Wassers bzw. der Wasserkraft hat sich im vergangenen Jahrhundert in verschiedener Hinsicht stark gewandelt. Die energiewirtschaftliche Qualität der verschiedenen Arten der mit der Wasserkraft erzeugten elektrischen Energie hat sich stark verfeinert. Die Bedeutung von wertvoller Spitzenenergie sowie von hochpreisigen Ökostromprodukten bilden diesbezüglich bloss zwei Beispiele. Weiter werden der Landschaftsverbrauch und die Umweltveränderungen heute wesentlich sensibler beurteilt, als zu Beginn des 20. Jahrhunderts. Der Schutz von Landschaften und Landschaftselementen sowie die möglichst erneuerbare Stromproduktion sind heute öffentliche Interessen, die zwischenzeitlich in

Verfassung und Gesetz Eingang gefunden haben. Bezeichnend ist in diesem Zusammenhang auch, dass der Bund aus dem Wasserzins einen „Landschaftsrappen“ einbehält, um Gemeinwesen zu entschädigen, welche die Wasserkraft nicht nützen können, weil deren Landschaft unter nationalem Schutz steht (Art. 49 Abs. 1 und Art. 22 WRG). Ferner ist die Stromproduktion aus Wasserkraft, seit jeher *das* Rückgrat für die Versorgungssicherheit unseres Landes. Mit der vom Volk am 21. Mai 2017 beschlossenen EST-2050 und dem damit beschlossenen schrittweisen Ausstieg aus der Kernkraft hat die Bedeutung der Wasserkraft noch zusätzlich an Bedeutung gewonnen. Nebst der reinen Teuerung ist der Wert des Wassers im letzten Jahrhundert somit auch aus verschiedenen anderen, gewichtigen Gründen deutlich gestiegen. Der Preis von gegenwärtig CHF 110.--/kW_{brutto} ist deshalb absolut gerechtfertigt.

D. Starker Abbau von Arbeitsplätzen

- 5 Die Wassernutzungskonzessionen sind von den Berggemeinden und -kantonen auch deshalb erteilt worden, weil die Elektrizitätsgesellschaften die Schaffung von Arbeitsplätzen versprochen haben. Entsprechende Stellen sind anfänglich auch entstanden. Durch die Digitalisierung und weitere Rationalisierungsmassnahmen sind aber viele Arbeitsplätze, welche für den Betrieb der Kraftwerke erforderlich waren, gestrichen und/oder ausgelagert worden. Die Kraftwerke in den Alpen werden heute von den Konzernzentralen in Zürich, Baden, Olten oder Bern aus gesteuert. Der Unterhalt der Kraftwerke erfolgt zu einem guten Teil durch mobile Equipen oder Lieferanten bzw. externe Partner und nicht mehr durch fest angestellte Mitarbeitende vor Ort. Dasselbe gilt auch für den Netzbereich. Die Bedeutung der Elektrizitätsgesellschaften als Arbeitgeber in den Talschaften und damit ein wichtiger Gegenwert für die erteilten Konzessionen hat sich deshalb im Laufe der Zeit stark relativiert.

E. Mit dem Wasserkraftstrom werden Erträge erzielt

- 6 Die RKGK hat - gemeinsam mit den beiden Wasserkraftkantonen Aargau und Bern - bei der renommierten Beratungsfirma BHP - Hanser und Partner AG, Zürich, eine Studie zu den „Erträgen mit der Wasserkraft in den Jahren 2000 -2016“ sowie bei Prof. Dr. Karl Frauendorfer der Universität St.Gallen eine Studie zum „Erlöspotenzial der Schweizer Grosswasserkraft“ erstellen lassen. Die Ergebnisse können in Kurzform wie folgt zusammengefasst werden:

- **Immer Gewinne geschrieben:** Im Betrachtungszeitraum 2000 bis 2015 hat die Elektrizitätsbranche als Ganzes mit der Wasserkraft Gewinne geschrieben, unabhängig von den auch in früheren Phasen bereits tiefen Marktpreisen und dem bestehenden Wasserzinssystem. Diese Gewinne variierten zwischen einem und vier Rappen pro Kilowattstunde für den Schweizer Markt und den Aussenhandel, wobei sie in den letzten Jahren tendenziell gesunken sind. Darin nicht berücksichtigt sind Zuschläge für die höhere Wertigkeit der Wasserkraft und die Systemdienstleistungen. Auch für die kommenden Jahre dürfte sich – sofern der Markt nicht vollständig geöffnet wird – an der Ertragslage wenig ändern. Der Grossteil der Gewinne entfällt auf den Schweizer Markt, d.h. sie wurden dadurch erwirtschaftet, dass die gemäss StromVG an Verteilnetzbetreiber gebundenen Konsumenten Elektrizitätspreise bezahlt haben, welche deutlich über den Produktionskosten der analysierten Partnerwerke lagen. Sofern die Teilliberalisierung des Schweizer Elektrizitätsmarkts aufrechterhalten wird, ist nicht davon auszugehen, dass die Gewinne in diesem Geschäftsfeld deutlich abnehmen. Zunehmende Schwierigkeiten bei anhaltend tiefen Marktpreisen haben vor allem diejenigen EVU zu erwarten, welche über wesentliche Anteile an Eigenproduktion ohne entsprechende Kunden im gebundenen Markt verfügen. Dies ist zwar eine klare

Minderheit aller Unternehmen, es handelt sich dabei aber um sehr grosse Unternehmen.

- **Nutzniessung mehrheitlich bei Aktionären:** Wird die Gewinnverwendung der Branche betrachtet, so kann festgestellt werden, dass das Entgelt aus Wasserzinsen seit 2003 mit Ausnahme von zwei Jahren deutlich unterhalb der Dividendenzahlungen an die öffentliche Hand lag. In der Mehrheit der betrachteten Geschäftsjahre haben die Eigentümerkantone somit deutlich höhere Erträge erwirtschaftet als die Wasserkraftkantone.
- **Konstante Produktionskosten:** Die Produktionskosten (Rp./kWh) sind in den letzten 15 Jahren relativ konstant geblieben. Zwar wurden die Wasserzinsen erhöht, im Gegenzug dazu haben die Produktionsunternehmen jedoch von sinkenden Kapitalmarktsätzen profitiert, womit die höheren Wasserzinsen mehr als kompensiert wurden. Interessanterweise hat das gebundene Kapital nicht wesentlich abgenommen. Dies ist ein Hinweis darauf, dass in den letzten Jahren bei vielen Kraftwerken Reinvestitionen vorgenommen wurden. Aufgrund des Investitionszyklus und im Hinblick auf die Heimfälle (die Mehrheit davon in den nächsten 15 bis 30 Jahren) ist davon auszugehen, dass beim Bestand der Wasserkraftwerke das gebundene Kapital in den nächsten Jahrzehnten eher abnimmt und so eine weitere Entlastung auf der Zins- und Abschreibungsseite eintreten sollte.

F. Vollständige Datentransparenz als zentrales Element

- 7 Beim derzeit geltenden Modell des Wasserzinses mit einem pauschalen Maximalpreis melden die Konzessionäre den Kantonen lediglich die Jahresproduktion des Wasserkraftwerkes, worauf der im Produktionsjahr geschuldete Wasserzins ermittelt wird. Hingegen müssen die Konzessionäre und die dahinter stehenden Eigner keinerlei Daten über die Gestehungskosten und die mit dem produzierten Wasserkraftstrom erzielten Erlöse (Wertschöpfung) offenlegen. Sowohl ein Wechsel des Wasserzinsmodells hin zu einem Modell mit Ressourcenrente als auch eine punktuelle Wasserzinsreduktion als einzelfallweise Unterstützungsmassnahme würden als zentrales Gegenstück zwingend die Offenlegung dieser Daten bedingen. Denn namentlich eine Ressourcenrente ist nur auf Basis vollständiger Datentransparenz seitens der Elektrizitätsunternehmen und, subsidiär, der Aufsichtsbehörden in fairer Weise umsetzbar. Die derzeitige Informations-Asymmetrie zwischen dem Konzessionär und seinen Eignern einerseits und den Kantonen und Gemeinden andererseits ist bei der Umsetzung allfälliger neuer Modelle deshalb zwingend und vollständig auszugleichen.

III. ÜBERGANGSREGELUNG FÜR DAS WASSERZINSMAXIMUM (Art. 49 Abs. 1 und 1^{bis})

A. Koordination zwischen neuem Wasserzinsmaximum und neuem Marktmodell sachgerecht

- 8 Der Bundesrat muss der Bundesversammlung bis 2019 den Entwurf für ein neues „marktnahes“ Strommarktmodell unterbreiten (Art. 30 Abs. 5 nEnG¹). Deshalb ist die Bundesverwaltung daran, entsprechende Grundlagen aufzuarbeiten, die kommendes Jahr in die Vernehmlassung gesendet werden sollen. Das künftige

¹ Art. 30 Abs. 5 des neuen EnG lautet:

„5 Der Bundesrat unterbreitet der Bundesversammlung bis 2019 einen Erlassentwurf für die Einführung eines marktnahen Modells bis spätestens zum Zeitpunkt des Auslaufens der Unterstützungen für das Einspeisevergütungssystem“. Das Einspeisevergütungssystem läuft bis am 31. Dezember des fünften Jahres nach Inkrafttreten des neuen Energiegesetzes, also voraussichtlich bis zum 31. Dezember 2022.

Marktmodell bildet die Grundlage für die Ausgestaltung des künftigen Wasserzinsmodells. Eine seriöse Stellungnahme zu einem neuen Modell für das Wasserzinsmaximum wäre in Unkenntnis des neuen Marktmodells nicht möglich gewesen. Deshalb erachten wir die nun vorgeschlagene zeitliche und inhaltliche Koordination mit dem neuen Marktmodell im Grundsatz für geboten und sachgerecht.

B. Die vorgeschlagene Übergangsregelung wird aber strikte abgelehnt

- 9 Der in den Vernehmlassungsunterlagen konkret unterbreitete Vorschlag für die Übergangsregelung **lehnt die Gemeinde aber strikte ab**, weil es aus nachfolgenden Gründen weder sachlich noch politisch gerechtfertigt ist, das derzeitige Wasserzinsmaximum zu senken:

1. Verfehlte Ursachenanalyse führt zu verfehltem Vorschlag als Hauptvariante

- 10 Im Erläuternden Bericht (**EB**) zur Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes (**WRG**) werden die Vorgänge dargelegt, die den internationalen und nationalen Energiemarkt und die Preisentwicklungen beeinflussen und zu einem vollkommen verzerrten Elektrizitätsmarkt geführt haben. Es sind dies zum weit überwiegenden Teil politische Entscheide oder eben unterlassene politische Entscheide. Entsprechend ist es völlig verfehlt zu behaupten, der Wasserzins untergrabe die Wettbewerbsfähigkeit und die Substanz der Wasserkraft. Der Wasserzins gehört nicht zu den Ursachen dieser Entwicklungen und deshalb ist es im Zusammenhang mit der Ursachenbekämpfung falsch, beim Wasserzins ansetzen zu wollen und die Wasserkraftkantone den Preis für den Ausgleich der Marktverzerrungen bezahlen zu lassen.
- 11 Zentrale Aufgabe des Bundesrates sowie des Bundesparlamentes ist deshalb dafür zu sorgen, dass der völlig verzerrte Elektrizitätsmarkt künftig so geordnet wird, dass die Wasserkraft wieder über gleichlange Spiesse im Wettbewerb verfügt. Nötig ist hierzu eine Kosten-wahrheit für alle Stromerzeugungsarten und als Folge davon eine Internalisierung der bisher nicht eingepreisten externen Kosten. Realpolitisch ist dies ein anspruchsvolles und wohl auch längerdauerndes Unterfangen, weil mehrere EU-Länder ihre eigenen Produktionsformen durch offene und versteckte protektionistische Massnahmen schützen. Es ist deshalb nicht nachvollziehbar, weshalb die Schweiz ihre saubere und erneuerbare Wasserkraft nicht ebenfalls für solange schützt, bis am europäischen Markt tatsächlich mit gleichlangen Spiesen gekämpft wird.

2. Inakzeptabler Präjudizierungsversuch

- 12 Wie vorstehend erwähnt, verlangt Artikel 30 Absatz 5 nEnG vom Bundesrat die Ausarbeitung eines „marktnahen Modells“ für den nationalen Strommarkt. Im Umkehrschluss ist somit auch der Souverän der Ansicht, dass das gegenwärtige Marktsystem *marktfern* ist. Entsprechend kann ein neues Modell für das Wasserzinsmaximum - je nach konkreter Ausgestaltung - bestenfalls mit der Annäherung an den Markt begründet werden, sofern und soweit das neue Strommarktdesign zu mehr Markt führt, nicht aber die vorgeschlagene Übergangsregelung. Es ist deshalb verfehlt und auf der Basis einer korrekt interpretierten Ursachenanalyse nicht folgerichtig, wenn der Bundesrat ausführt, die Übergangsregelung sei *„als vorbereitende Anpassung vor einer langfristigen Lösung zu sehen, welche in Zukunft durch die Flexibilisierung des Wasserzinses sichergestellt werden soll“* (Ziff. 1.3 des EB). Dieser Schluss ist, auf Basis der heutigen Erkenntnisse, nicht statthaft.

- 13 Mit genau derselben Begründung hätte der Bundesrat auch „indikative“ Vorschläge für das künftige Marktdesign in Vernehmlassung senden können, zumal bereits zahlreiche entsprechende Vorschläge in und ausserhalb der Bundesverwaltung analysiert und diskutiert worden sind. Dies hat er aber - im Gegensatz zum Modell für den Wasserzins - wohlweislich unterlassen.
- 14 Bevor also über eine Änderung des gegenwärtig geltenden Wasserzinsmaximums entschieden werden kann, müssen eine vollständig transparente Datengrundlage und das neue Strommarktmodell vorliegen. Erst und nur dann kann nämlich über die Notwendigkeit und allfälligerweise über das sachgerechte Ausmass von Anpassungen am Wasserzinsmodell befunden werden.
- 15 Der in den Vernehmlassungsunterlagen präsentierte Vorschlag für die Übergangsregelung erweckt den Eindruck, dass der Bundesrat ungeachtet der markt- bzw. preisgestaltenden Wirkung aus einem künftigen Marktmodell bereits heute der festen Ansicht ist, dass das künftige Wasserzinsmaximum erheblich gesenkt werden müsse. Eine objektiv nicht belastbare vorgefasste Meinung als Grundlage für die vorgeschlagene Übergangsregelung zu verwenden, ist unsachlich und für die Gemeinde Saas-Almagell nicht akzeptabel.

3. Inkonsistente Argumentation des Bundesrates

- 16 Vorschläge zur raschen Stärkung der Wasserkraft sind vom Bundesrat in der Junisession 2017 vehement als **unzulässige wirtschaftspolitische Massnahme** bekämpft worden. Es gehe nicht an, gewisse Unternehmen zu entlasten und dies unter Belastung der Haushalte und KMU. Bundespräsidentin Leuthard führte als zuständige Departementsvorsteherin im Namen des Bundesrates diesbezüglich wörtlich was folgt aus:

„Wir sind nicht da, um Unternehmen zu retten. Wir sind nicht primär da, um Fehlentscheide von Managements durch den Steuerzahler zu schützen. Wir sind nicht dazu da, um hohe Kredite, die viele Rechnungen belasten, jetzt vom Bund her zu lösen. Das sind primär unternehmerische Aufgaben. Man ist auch dran und hat die Unternehmen neu organisiert. Das ist am Laufen. Deshalb meine ich effektiv, dass der Antrag Wasserfallen dieses Problem nicht auf die lange Bank schieben will. Er sagt, dass wir, wie die Kommission das vorhatte, hier etwas tun müssen, dass es aber nicht nur wirtschaftspolitisch für die Unternehmen begründet sein kann. Es muss auch energiepolitisch und für die Konsumenten, die diese Preise zu bezahlen haben, stimmen. Es muss eine nachhaltige Lösung sein“ (Amtliches Bulletin, Nationalrat Sommersession 2017, Zweite Sitzung, 30.05.17, 08h00; Geschäft 16.035).

- 17 Auf die Frage von Nationalrat Beat Jans, ob das UVEK zur Schaffung von Transparenz bereit sei, bei allen Wasserkraftwerken der Schweiz eine Anfrage durchzuführen und zu verlangen, dass die Zahlen offengelegt werden, antwortete die Departementsvorsteherin namens des Bundesrates was folgt:

„Wir haben keine rechtlichen Grundlagen, um so etwas zu tun. Ich kann doch nicht sagen, jetzt müssen mir alle Unternehmen ihre Bilanzen und ihre Buchhaltung offenlegen. Sie dürfen das freiwillig tun. Sie gehen jetzt einfach davon aus, alle Wasserkraftwerke seien fast nahe am Konkurs. Ich kann das nicht bestätigen, ich kann es aber auch nicht widerlegen. Wir haben - das hat Ihre Subkommission seinerzeit gemacht, Herr Nationalrat Grunder hat sie geleitet - gewisse anonymisierte Daten über die Kosten der Wasserkraft erhalten. Sie waren anonymisiert - ob das alles stimmt, können wir nicht nachprüfen, denn der Bund, der Staat hat nicht das Recht, Einblick in privatrechtliche Unternehmen zu erhalten und alle

Details zu verlangen; es ist nicht möglich. Die Eigentümer - sprich Kantone, Gemeinden - könnten das tun, aber die Daten wurden uns bislang nicht zur Verfügung gestellt. Deshalb ist die Datenlage unvollständig, da stimme ich mit Ihnen überein. Aber wir können nicht einfach, nur weil es spannend wäre, von den Unternehmen jetzt die Bilanzen verlangen und Details darüber, was wie hohe Kosten verursacht, was rentiert und was nicht rentiert. Deshalb glaube ich, bevor man den Unternehmen unter die Arme greifen sollte - das wurde auch mal diskutiert -, sollte man verlangen, dass sie ihre Zahlen offenlegen. (...)"(Amtliches Bulletin, Nationalrat Sommersession 2017, Zweite Sitzung, 30.05.17, 08h00; Geschäft 16.035).

- 18 Das Bundesamt für Energie hat mit Briefen vom 27. Juni 2017 inzwischen eine Umfrage bei allen Kraftwerkunternehmungen eingeleitet, um an entsprechende Daten zu gelangen. Bedauerlicherweise beschränkt sich die Umfrage alleine auf die Kostenseite und klammert die Ertragsseite vollständig aus. Auch die Eidgenössische Elektrizitätskommission (EiCom) vertritt in ihrem Bericht zuhanden der UREK des Nationalrates, worin sie die Finanzlage der Elektrizitätsunternehmungen analysiert, die Ansicht, dass auch die Erlöseseite in die Rentabilitätsbetrachtungen mit einzubeziehen ist. (vgl. Artikel „Malt die Strombranche zu schwarz?“ in der NZZ vom 08. Juli 2017).
- 19 Obwohl also der Bundesrat im Nationalrat wirtschaftspolitische Massnahmen abgelehnt hat, obwohl seitens des Bundesrates eine Verantwortung des Staates zur Rettung von Unternehmen abgelehnt wird und obwohl der Bundesrat darlegt, über keine belastbaren Datengrundlagen zur Rentabilitätssituation der Wasserkraftwerke zu verfügen, schlägt er drei Wochen nach der Debatte im Nationalrat in den vorliegend zu beurteilenden Vernehmlassungsunterlagen eine Senkung des Wasserzinsmaximums als Übergangsregelung vor. Dies mit der Begründung, dass es *„über die Marktprämie hinaus eine Entlastung der Betreiber“* benötige (Ziff. 1.3 des EB). Dieses Vorgehen ist inkonsistent und die Gemeinde Saas-Almagell empfindet es als Affront; im Ergebnis würde eine wirtschaftspolitische Massnahme nun durch die Hintertüre eingeführt - neu mit dem Unterschied, dass diese sich nun einfach einseitig und allein zulasten der Berggemeinden und -kantone auswirken würde und der Bund, die übrigen Kantone und alle übrigen Stakeholder von der Lastentragung im Gegenzug gänzlich befreit bleiben würden. Weshalb mit der vorgeschlagenen Wasserzinssenkung wirtschaftspolitische Massnahmen plötzlich gerechtfertigt sein sollen, nachdem sie nur drei Wochen zuvor vehement abgelehnt worden sind, lässt sich jedenfalls nicht sachlich erklären und ist entsprechend auch nicht nachvollziehbar.
- 20 Die vom Bundesrat vorgeschlagene Übergangsregelung beim Wasserzins steht somit im Widerspruch zu seiner eigenen Haltung, die er nur drei Wochen vor Eröffnung der Vernehmlassung im Nationalrat vertreten hat. Deshalb fordert die Gemeinde Saas-Almagell den Bundesrat mit Nachdruck auf, eine konsistente und verlässliche Haltung einzunehmen. Die vorgeschlagene Wasserzinssenkung, die zudem explizit auch noch als *„vorbereitende Anpassung im Hinblick auf die langfristige Lösung“* dienen soll, obwohl die Grundlagen für die künftige Ausgestaltung des Marktes noch gar nicht vorliegen, ist nichts anderes als eine wirtschaftspolitische Massnahme, wie sie vom Bundesrat in der Junisession noch vehement bekämpft worden ist.

4. Ungerechtfertigte Giesskannensubvention

- 21 Der Bundesrat bestätigt im EB, dass rund 50 Prozent der Wasserkraftproduktion in der Grundversorgung abgesetzt wird, wo bekanntlich das sogenannte Gestehungskostenprinzip gilt, bei dem *sämtliche Kosten gedeckt* werden. Deshalb hat dieser Teil der Wasserkraft per Definition gar keine Rentabilitätsprobleme und benötigt somit auch keine Wasserzinssenkung. Dementsprechend erweist sich die für die Übergangsregelung vorgeschlagene Hauptvariante zu mindestens 50 Prozent als unnötige Giesskannensubvention. Auch unter diesem Gesichtspunkt mangelt es der vorgeschlagenen Hauptvariante an einer sachlichen und politischen Notwendigkeit. Die im EB für die Hauptvariante und gegen eine differenzierte Betrachtung der unterschiedlichen Marktverhältnisse ins Feld geführten Vollzugsprobleme (Ziff. 1.3 EB) vermögen jedenfalls nicht ernsthaft eine Giesskannensubvention zu rechtfertigen.

5. Indirekte Kompensierung der Marktprämie durch die Wasserkraftkantone

- 22 Am 21. Mai 2017 hat das Volk das neue Energiegesetz (nEnG) als erstes Massnahmenpaket zur Umsetzung der Energiestrategie 2050 (EST-2050) angenommen. Das nEnG enthält eine Marktprämie für Grosswasserkraftwerke, die den Beweis erbringen, dass sie mit Rentabilitätsproblemen kämpfen (Verlust-Nachweis). Für die Unterstützung dieser Werke werden bei den Konsumenten 0,2 Rp./kWh erhoben, womit jährlich rund CHF 120 Millionen zur Verfügung stehen. Zudem sind diese Werke von der Durchschnittspreismethode befreit, was eine zusätzliche Entlastung bedeutet².
- 23 Die vom Bundesrat vorgeschlagene Wasserzinssenkung würde nun aber im Ergebnis zu einer teilweisen Kompensation der bei den Konsumenten erhobenen Abgabe von 0.2 Rp/kWh führen. Von einer solchen Massnahme war vor der Abstimmung keine Rede. Das Stimmvolk hat der EST-2050 im Bewusstsein dieser Zusatzbelastung zugestimmt und damit zum Ausdruck gebracht, dass es bereit ist, diese Zusatzbelastung zu tragen. Mit der vorgeschlagenen Wasserzinssenkung soll dieser Volksentscheid gemäss Vorschlag des Bundesrates bereits einen Monat nach der Abstimmung durch die Hintertüre zu Lasten der Wasserkraftkantone umgestossen werden. Dieses Vorgehen ist staatspolitisch bedenklich und nicht tolerierbar.

6. Opfersymmetrie - fehlende Beteiligung des Bundes

- 24 Bemerkenswert am Vernehmlassungsvorschlag ist sodann, dass sich der Bund bei der Lösung der Rentabilitätsprobleme in keiner Weise selber beteiligt und dies obwohl die Wasserkraft der zentrale Pfeiler der EST-2050 bildet. Mit anderen Worten: Der Bund verlangt von allen anderen (Eigentümer, Konsumenten, Wasserkraftkantone) ein Entgegenkommen, welches er für sich selbst aber strikte zurückweist.
- 25 Dies ist inakzeptabel. Wenn Teile der Schweizer Wasserkraft tatsächlich mit politisch bedingten Rentabilitätsproblemen zu kämpfen haben, muss sich im Sinne einer echten Opfersymmetrie zwingend auch der Bund mit eigenen Mitteln an der Problemlösung beteiligen. Will der Bund somit an seinem Vorschlag für die Übergangsregelung festhalten, fordert die Gemeinde Saas-Almagell, dass er konkrete und wirksame Vorschläge unterbreitet, wie auch er sich mit eigenen Mitteln im Sinne einer Opfersymmetrie dort, wo ausgemachter Handlungsbedarf

² BFE-Faktenblatt vom 21. März 2017, S. 2, abrufbar unter:
https://www.uvek.admin.ch/dam/uvek/de/dokumente/energie/faktenblatt5-energiegesetz-wasserkraft.pdf.download.pdf/06_Faktenblatt_5_Wasserkraft.pdf

besteht (d.h. im Einzelfall für allfällig notleidende Elektrizitätsunternehmen), beteiligt.

7. Dauer der Übergangsregelung

- 26 Die vorgeschlagene Übergangsregelung ist bis Ende 2022 befristet. Folglich rechnet der Bundesrat fest mit dem verbindlichen Inkrafttreten des neuen Strommarktmodells per 1. Januar 2023. Dies *kann* der Fall sein, *muss* es aber nicht. Die Erarbeitung eines neuen Marktmodells ist komplex und die Beratungen darüber werden erfahrungsgemäss kontrovers ausfallen und viel Zeit beanspruchen. Der Gesetzgebungsprozess beim StromVG und bei der EST-2050 sind diesbezüglich zwei Schulbeispiele. Es sei auch daran erinnert, dass der Bundesrat in der Junisession noch verlauten liess, dass er für das neue Marktmodell über verschiedene Ansätze verfüge und im Ergebnis soweit sei, dass die Ergebnisse im Herbst 2017 vertieft seien³. Einem Rundschreiben vom 20. Juni 2017 des Bundesamtes für Energie ist dann aber bereits zu entnehmen, dass erst *Ende Sommer 2018* mit einer Vernehmlassungsvorlage für ein neues Marktdesign zu rechnen sei⁴. Folgerichtig ist es, zusammenfassend deshalb angezeigt, die Dauer der Übergangsregelung nicht an eine konkrete Jahreszahl, sondern an die *Inkraftsetzung* des neuen Marktmodells zu knüpfen. Nur dies gewährleistet eine echte Koordination.

C. Zusammenfassung

- 27 Gestützt auf die vorstehenden Erwägungen **beantragen** wir die derzeitige Wasserzinsregelung bis zum Inkrafttreten des marktnahen Modells gemäss Art. 30 Abs. 5 nEnG zu verlängern:

ANTRAG:

Änderung von Art. 49 Abs. 1, erster Satz:

¹ Der Wasserzins darf ***bis zum Inkrafttreten des marktnahen Modells gemäss Artikel 30 Absatz 5 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG)*** jährlich 110 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung nicht übersteigen.
(....)

Änderung von Art. 49 Abs. 1^{bis}:
Aufheben.

IV. ALTERNATIVVARIANTE FÜR DIE ÜBERGANGSREGELUNG (Art. 49 Abs. 1 und 1^{bis})

A. Einleitung

³ Votum Bundespräsidentin Leuthard: „Deshalb meine ich effektiv, dass der Antrag Wasserfallen dieses Problem nicht auf die lange Bank schieben will. Er sagt, dass wir, wie die Kommission das vorhatte, hier etwas tun müssen, dass es aber nicht nur wirtschaftspolitisch für die Unternehmen begründet sein kann. Es muss auch energiepolitisch und für die Konsumenten, die diese Preise zu bezahlen haben, stimmen. Es muss eine nachhaltige Lösung sein. Wir haben sie auch noch nicht. Wir haben verschiedene Ansätze. Das haben wir der Kommission mitgeteilt und gesagt: Im Herbst sind wir so weit, dass wir die Ergebnisse vertieft haben“ (Amtliches Bulletin, Nationalrat Sommersession 2017, Zweite Sitzung, 30.05.17, 08h00; Geschäft 16.035).

⁴ Brief vom 20. Juni 2017 des Bundesamtes für Energie an die Stakeholder der Revision des Stromversorgungsgesetzes.

- 28 Der EB zur Teilrevision - nicht aber auch der konkret vorgelegte Gesetzestext - enthält für die Übergangsregelung einen Alternativvorschlag. Diesem entsprechend soll es nur punktuelle Wasserzinsreduktionen für klar defizitäre Kraftwerke geben, wobei als Voraussetzung die Marktprämienberechtigung für Grosswasserkraftwerke gemäss Artikel 30 nEnG herangezogen werden könne.

B. Grundsätzliche Haltung

- 29 Die oben in Kapitel III. enthaltenen Erwägungen zur verfehlten Ursachenanalyse (Ziff. III./B./1.), zum inakzeptablen Präjudizierungsversuch (Ziff. III./B./2.), zur inkonsistenten Argumentation des Bundesrates (Ziff. III./B./3.), zur mangelnden Beteiligung des Bundes (Ziff. III./B./5.) und zur nicht sachgerecht geregelten Geltungsdauer der Übergangsregelung (Ziff. III./B./7.) gelten gleichermassen auch für die Alternativvariante, weshalb ausdrücklich darauf verwiesen wird. Vor diesem Hintergrund besteht grundsätzlich auch keinerlei sachliche und politische Notwendigkeit für punktuelle Wasserzinssenkungen. Auch die ElCom gelangt in ihrer Analyse vom 26. Juni 2017 zuhanden der UREK des Nationalrates zum Schluss, dass allfällige Unterdeckungen von den Gesellschaften getragen werden können und auch sollen.

C. Alternativvariante nur unter klaren Bedingungen

- 30 Im Sinne der von der Gemeinde Saas-Almagell mit den Elektrizitätsgesellschaften gepflegten partnerschaftlichen Politik waren und ist die Gemeinde Saas-Almagell bereit, Unterstützungsmassnahmen zu prüfen, wenn eine Gesellschaft nachweislich Schwierigkeiten hat. Deshalb verschliesst sich die Gemeinde Saas-Almagell einer Übergangsregelung mit punktuellen (einzelfallweisen) Wasserzinsreduktionen nicht generell. Dabei muss aber folgender zwingender Grundsatz gelten: **„Wer über die Marktprämie hinaus eine Unterstützung beanspruchen will, der muss vollständige Datentransparenz gewährleisten“**. In diesem Sinne konkretisiert die Gemeinde Saas-Almagell den Alternativvorschlag des Bundesrates mit folgenden **zwingenden und kumulativ zu erfüllenden Bedingungen (Anspruchsvoraussetzungen)**:

- 1) Die Prüfung einer punktuellen Wasserzinsreduktion erfolgt nur dann, wenn eine Marktprämie ausgerichtet wird;
- 2) Die Berechnung der punktuellen Wasserzinsreduktion erfolgt nur unter vorangehender vollständiger Anrechnung der ausgerichteten Marktprämie;
- 3) Die punktuelle Wasserzinsreduktion wird ausschliesslich auf dem nachweislich am Markt abgesetzten Wasserkraftstrom gewährt (nicht auch auf dem in der Grundversorgung abgesetzten Wasserkraftstrom);
- 4) Zusätzlich zu den für die Ausrichtung der Marktprämie geltenden Kriterien haben die Gesuchsteller und Gesuchstellerinnen vollständige Transparenz zur Kosten- und Erlöseseite zu gewährleisten;
- 5) Auf der Kostenseite werden keine Eigenkapital-Verzinsungen akzeptiert;
- 6) Die Eigner der Kraftwerkgesellschaft haben einen Dividendenverzicht zu erklären;
- 7) Die Eigner der Kraftwerkgesellschaft haben sich in zumutbarer Weise an der Problemlösung zu beteiligen;
- 8) Die punktuelle Wasserzinsreduktion wird gewährt, soweit dies zur Deckung der Gestehungskosten des einzelnen Kraftwerkes erforderlich ist, maximal jedoch im Umfange von CHF 10.00/kW_{brutto} (Senkung von CHF 110/kW_{brutto} auf CHF 100/ kW_{brutto});
- 9) Die punktuelle Wasserzinsreduktion erfolgt in Form einer Stundung, d.h. die entsprechende Kraftwerkgesellschaft muss die erhaltene Reduktion zurückzahlen, wenn sie wieder Gewinn erzielt;

10) Der Bund muss sich seinerseits mit eigenen Mitteln an der Unterstützung des entsprechenden Kraftwerkes beteiligen.

D. Antrag zur Konkretisierung der Alternativvariante

31 Gestützt auf die vorstehenden Erwägungen stellt die Gemeinde Saas-Almagell nachstehenden Antrag zur Konkretisierung des vom Bundesrat unterbreiteten Alternativvorschlags. Die Unterstützungen des Bundes sind von diesem noch zusätzlich auf Gesetzesebene zu regeln. Zudem ist auch noch zu prüfen, ob einzelne Bestimmungen allenfalls auch auf Verordnungsebene verankert werden können:

ANTRAG:

Änderung von Art. 49 Abs. 1, erster Satz:

¹ Der Wasserzins darf ***bis zum Inkrafttreten des marktnahen Modells gemäss Artikel 30 Absatz 5 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG)*** jährlich 110 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung nicht übersteigen. (...)

Änderung von Art. 49 Abs. 1^{bis}, 1^{ter} und 1^{quater} (**neu**):

^{1bis} ***Bis zum Inkrafttreten des marktnahen Modells gemäss Artikel 30 Absatz 5 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG) wird der Wasserzins jährlich um CHF 10 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung, höchstens aber bis zur Deckung der Gestehungskosten, gesenkt, wenn die Betreiber von Grosswasserkraftanlagen im Sinne von Art. 30 Absatz 1 und 2 EnG bzw. ihre Eigner den Nachweis erbringen, dass die Gestehungskosten der Elektrizität aus diesen Anlagen trotz Anrechnung der Marktprämie gemäss Art. 26 EnG sowie nach Abzug einer Eigenkapital-Verzinsung, nach einem Dividendenverzicht und nach zumutbaren Stützungsmaßnahmen der Eigner sowie nach Unterstützungen des Bundes nicht gedeckt werden können.***

^{1ter} ***Verkaufen die Betreiber bzw. ihre Eigner im Sinne von Art. 30 Absatz 1 und 2 EnG die Elektrizität aus den Anlagen am Markt wieder über den Gestehungskosten ist die gewährte Reduktion gemäss Absatz 1^{bis} an den Bund und die Kantone zurückzuzahlen. Letztere verteilen die Rückzahlungen nach Massgabe ihres Rechts anteilmässig auf die wasserzinsberechtigten Gemeinwesen.***

^{1 quater} ***Der Bundesrat regelt die Einzelheiten, insbesondere:***

- a. die Anforderungen an die vollständige Übersicht über die Gestehungskosten der Elektrizität der betroffenen Anlagen sowie über die mit dieser erzielten Erlöse;***
- b. die vom Gesuchsteller für den Dividendenverzicht zu erfüllenden Kriterien;***
- c. die Kriterien für zumutbare Stützungsmaßnahmen der Gesellschaftseigner;***
- d. die Ausgestaltung der Stundungsbedingungen;***
- e. die Unterstützungen des Bundes.***

IV. ERMÄSSIGUNG WASSERZINS BEI GEWÄHRUNG VON INVESTITIONSBEITRÄGEN (Art. 50a)

- 32 Dieser Teil der vorgeschlagenen WRG-Teilrevision geht auf die Motion der UREK-S vom 26. August 2014 zurück (14.3668). Der Vorschlag zur kompletten Wasserzinsbefreiung im Falle einer Gewährung von Investitionsbeiträgen gemäss EnG gründet auf dem Gedanken, dass die verleihenden Gemeinwesen keinen Wasserzins erhalten sollen, wenn das Kraftwerk nur dank Investitionshilfen aus dem entsprechenden Netzzuschlag realisiert werden kann. Die Gemeinde Saas-Almagell lehnt diesen Vorschlag nicht grundsätzlich ab. Der vorgeschlagene komplette Wasserzinsverzicht für die Baufrist und während 10 Jahren ab Inbetriebnahme des Werkes hat aber den gravierenden Mangel einer nicht nötigen Starrheit an sich, sowohl bezüglich des Verzichtumfangs als auch bezüglich dessen Dauer.
- 33 Die vorgeschlagene Regelung ist nicht sachgerecht und verunmöglicht eine Gleichbehandlung der Kraftwerke. Zum einen bewirken die Massnahmen (Neuanlage, erhebliche Erweiterung, erhebliche Erneuerung) unterschiedliche Leistungserhöhungen. Zum andern werden sowohl die Investitionen der Kraftwerke als auch die Höhe der ausgerichteten Investitionshilfen sehr unterschiedlich ausfallen. Es ist eine gesetzliche Grundlage zu schaffen, die **massgeschneiderte Lösungen** zulässt. Zusammenfassend **unterbreitet die Gemeinde Saas-Almagell** deshalb folgenden **Gegenvorschlag**:

ANTRAG:

Änderung von Art. 50a:

¹ Bei Wasserkraftwerken, für die ein Investitionsbeitrag nach Art. 26 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG) ausgerichtet wird, gelten die folgenden Ermässigungen:

- a. Für eine Neuanlage (Art. 24 Abs. 1 Bst. b Ziff. 1 EnG): ***Eine Ermässigung des Wasserzinses, die sich bezüglich Umfang und Dauer aufgrund der getätigten Investition, dem erhaltenen Investitionsbeitrag und der gesamten Bruttoleistung richtet. Bezüglich Dauer ist eine maximale Befreiung während der für den Bau bewilligten Frist und während 10 Jahren ab der Inbetriebnahme möglich. Bezüglich des Umfangs kann der Wasserzins teilweise oder gänzlich ermässigt werden.***
- b. Für eine erhebliche Erweiterung einer bestehenden Anlage (Art. 24 Abs. 1 Bst. b Ziff. 2 EnG): ***Eine Ermässigung des Wasserzinses richtet sich nach den Kriterien gemäss Buchstabe a, wobei ausschliesslich die zusätzliche Bruttoleistung massgebend ist.***
- c. Für eine erhebliche Erneuerung einer bestehenden Anlage (Art. 24 Abs. 1 Bst. b Ziff. 2 EnG): ***Eine Ermässigung des Wasserzinses richtet sich nach den Kriterien gemäss Buchstabe a, wobei die zusätzliche Bruttoleistung nur dann mitberücksichtigt wird, wenn eine solche erfolgt.***

² Sinngemässe Ermässigungen gelten auch für die besonderen Steuern nach Artikel 49 Absatz 2.

V. GRENZKRAFTWERKE - ABSTIMMUNG IM INTERNATIONALEN VERHÄLTNIS (Art. 7 und Art. 49 Abs. 1 letzter Satz)

- 34 Gemäss Ausführungen im EB bewirkt dieser Vorschlag keine materielle Änderung zum geltenden Recht (Ziff. 1.2 in fine). Damit mangelt es der vorgeschlagenen Anpassung eigentlich an der fundamentalen Voraussetzung für eine Gesetzesrevision. Es ist auch nicht ersichtlich, wo der Nutzen der vorgeschlagenen Gesetzesänderung liegen soll. Die Gemeinde Saas-Almagell lehnt den unterbreiteten Vorschlag nicht grundsätzlich ab, **verlangen aber in der Botschaft klarere Aussagen zum nachweislichen Nutzen des Revisionsvorschlages. Zugleich behaften sie den Bund bei seiner Aussage, dass diese Teilrevision keinerlei materielle Änderung zum geltenden Recht, namentlich im Verhältnis zu den betroffenen Kantonen, hat. Auch diesbezüglich ist eine explizite Zusicherung in der Botschaft des Bundesrates erwünscht.**

VI. BERECHNUNG DER BRUTTOLEISTUNG (Art. 51 Randtitel und Abs. 1)

- 35 Da dieser Teil des Revisionsvorschlages eine bloss sprachliche Präzisierung enthält, haben wir **keine Bemerkungen**.

VII. FLEXIBILISIERUNG DES WASSERZINSMAXIMUMS (Konsultativbefragung)

A. Unkoordiniertes Vorgehen

- 36 Wie bei Ziff. II./A. einleitend erwähnt, ist eine seriöse Stellungnahme zu einem neuen Modell für das Wasserzinsmaximum in Unkenntnis des neuen Modells für den Strommarkt nicht möglich. Wir erachten es deshalb auch nicht für adäquat, im EB ein konkretes Modell für die Flexibilisierung des Wasserzinsmaximums zu präsentieren, obwohl dieses explizit nicht Teil der Vorlage bildet.
- 37 Mit genau denselben Gründen hätten auch Vorschläge für das künftige Marktmodell unterbreitet und einer „Konsultation“ unterbreitet werden können, zumal auch diesbezüglich verschiedene Modelle bereits verwaltungsintern und -extern andiskutiert worden sind. Das Vorgehen ist umso unverständlicher, als vom Bundesrat in der Junisession wiederholt und mit Nachdruck darauf hingewiesen worden ist, dass es eine *Gesamtschau* benötige, um konsistente Lösungen zu finden.

B. Unhaltbarer Versuch zur Schaffung eines Präjudizes

- 38 Es ist für die Gemeinde Saas-Almagell deshalb offensichtlich, dass mit der Präsentation des flexiblen Modells und der in diesem Zusammenhang erwähnten „indikativen“ Zahlen die erst noch zu führende Diskussion zum neuen Modell für das Wasserzinsmaximum präjudiziert werden soll. Die als Übergangsregelung vorgeschlagene Senkung auf CHF 80.--/kW_{brutto} dient - aus dieser Betrachtung - einzig dem Zweck, einen psychologischen „Anker“ zu setzen, um das Wasserzinsmaximum dann von einer bereits reduzierten Basis aus in einem

nochmaligen, gleichgrossen Schritt auf letztlich CHF 50.--/kW_{brutto} (Sockel) zu senken.

- 39 In unseren vorstehenden Erwägungen zum Hauptvorschlag haben wir aber eingehend dargelegt, dass bereits die als Übergangsregelung vorgeschlagenen Senkung des Wasserzinsmaximums auf CHF 80.--/kW_{brutto} unter mehreren Aspekten sachlich nicht gerechtfertigt ist und allerhöchstens *einzelfallweise*, an *klare Anspruchsvoraussetzungen* geknüpfte Wasserzinssenkungen in Frage kommen können. Entsprechend ist die Gemeinde Saas-Almagell auch in keiner Weise bereit, „die Übergangslösung als vorbereitende Anpassung vor einer langfristigen Lösung zu sehen“, wie dies im EB ausgeführt wird (EB, Ziff. 1.3).
- 40 Gestützt auf die vorstehenden Erwägungen, weil das Modellbeispiel nicht Gegenstand der heutigen Vorlage bildet und weil ein künftiges Modell für das Wasserzinsmaximum nicht ohne Kenntnis des künftigen Marktmodells seriös beurteilt werden kann, **verzichtet die Gemeinde Saas-Almagell im gegenwärtigen Zeitpunkt auf eine nähere Stellungnahme zum präsentierten flexiblen Modell für das Wasserzinsmaximum.** Auf eine Stellungnahme kann sich die Gemeinde Saas-Almagell erst einlassen, wenn die Ausgestaltung des neuen Strommarktmodells bekannt ist. Die Gemeinde Saas-Almagell haltet aber bereits heute in aller Deutlichkeit fest, welche **fundamentalen Eckpunkte** ein künftiges Modell **zwingend** abdecken muss:

ZWINGENDE ECKPUNKTE FÜR EIN KÜNFTIGES WASSERZINSMODELL

- Das Modell muss die **gesamte jeweils mögliche Wertschöpfung** abbilden, die mit der Wasserkraftnutzung erzielt werden kann (z.B. Einbezug von Erlösen aus Systemdienstleistungen, Zertifikaten, Kapazitätzuschlägen sowie Handelsprodukten, wie Intraday-Handel u.a.). Nur dann ist nämlich wirklich gewährleistet, dass die Wasserkraftkantone in fairer Weise an der sogenannten Ressourcenrente partizipieren. Mit anderen Worten reicht es in keiner Weise aus, die Ressourcenrente alleine von einem Börsenpreis abhängig zu machen.
- Die Kraftwerkgesellschaften bzw. deren Eigner sind zur **vollständigen Transparenz** zu verpflichten, d.h. sie haben gegenüber den Kantonen bezüglich Kosten und Erlöse mindestens folgende Angaben zu machen:
 - 1) Bekanntgabe der tatsächlich turbinieren Wassermengen und der detaillierten Turbinierungsstunden jeweils per Ende Jahr auf einer öffentlich zugänglichen Internetseite (Homepage);
 - 2) Nachweis der Gestehungskosten unter Ausklammerung von Eigenkapital-Renditen und Dividenden. Allfällige Overheadkosten sind plausibel nachzuweisen;
 - 3) Bekanntgabe, wie die im Kraftwerk produzierte Elektrizität in welchen Märkten (SDL-Markt sowie künftig andere Märkte) eingesetzt wurde und welche Erträge dadurch erzielt worden sind;
 - 3) Bekanntgabe, welcher Anteil des in der Anlage produzierten Stroms als Ökostrom und mit welchem Erlös verkauft worden ist;
 - 4) Bekanntgabe, wieviel Strom aus der betreffenden Anlage im geschlossenen Markt abgesetzt worden ist bzw. welcher Anteil dem Kraftwerk zugerechnet wird;
 - 5) Bekanntgabe, welche Handelsgewinne erwirtschaftet wurden und welche auf den Einsatz bzw. das Vorhandensein des Kraftwerks zurückzuführen sind.

- Die Behandlungen dieser Daten durch die Kantone untersteht der **Vertraulichkeit analog dem Steuerrecht**.
- Die Datentransparenz muss - zu Plausibilierungs- und anderweitig vollzugsseitig begründeten Zwecken - zusätzlich, zumindest aber **subsidiär, unter Einbezug von staatlichen Aufsichtsbehörden wie die ElCom** sichergestellt werden können.
- Das Modell darf **keinerlei Wälzung des Wasserzinses über einen Netzzuschlag** vorsehen;
- Das Modell ist so zu gestalten, dass Gemeinden und Kantone **auch künftig noch bereit sind, Konzessionen zu verleihen**.

Wir danken Ihnen nochmals für die Möglichkeit zur Stellungnahme und wir ersuchen den Bundesrat unseren Argumenten bei der Überarbeitung der Vorlage ernsthafte Beachtung zu schenken.

Freundliche Grüsse

Einwohnergemeinde Saas-Almagell

Der Gemeindepräsident:

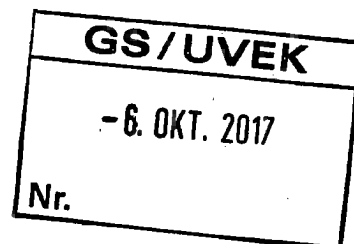

Kurt Anthamatten

Der Gemeindegemeinderat:


Diego Anthamatten

Kopie an:

- revision-wrg@bfe.admin.ch



Canzleia communal / Gemeindeganzlei
Canzlist / Gemeindeschreiber
Jenal Beat
Tel. +41 81 659 11 65
beat.jenal@surses.ch

Frau Bundespräsidentin
Doris Leuthard
Vorsteherin UVEK
Kochergasse 6
3003 Bern

Tinizong, 4. Oktober 2017

Stellungnahme zu Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Sie haben der Regierungskonferenz der Gebirgskantone mit Schreiben vom 22. Juni 2017 die Möglichkeit gewährt, zum Entwurf für die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes (insbesondere neues Wasserzinsmaximum ab 1. Januar 2020) vernehmen zu lassen. Nach Einsicht in die Unterlagen hat die Regierungskonferenz der Gebirgskantone (RKGK), bestehend aus den Kantonen Uri, Obwalden, Nidwalden, Glarus, Graubünden, Tessin und Wallis, Ihrem Departement eine Stellungnahme eingereicht.

Diese wurde auch allen betroffenen Gemeinden zur Kenntnisnahme zugestellt. Die Gemeinde Surses kann zurzeit mit Einnahmen aus Wasserzinsen bzw. -konzessionen in der Höhe von jährlich rund 2.3 Millionen rechnen. Einnahmen die unsere strukturarme Gemeinde dringend für die Erfüllung ihrer Aufgaben benötigt. Würde ein Teil dieser Einnahmen wegfallen, hätte dies grosse negative Konsequenzen für unsere Gemeinde.

Der Gemeindevorstand Surses hat das Geschäft deshalb eingehend an seiner Sitzung vom 14. September 2017 behandelt und hat folgenden Beschluss gefasst:

- Die Stellungnahme der Regierungskonferenz der Gebirgskantone an das UVEK zur Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes wird vollumfänglich unterstützt. Auf die Aufzählung der in der Vernehmlassung der RKGK erwähnten Argumente bzw. auf die Beilage einer Kopie dieser Vernehmlassung wird deshalb verzichtet.

Antrag:

Wir stellen Ihnen folgenden Antrag:

Änderung von Art. 49 Abs. 1, erster Satz:

¹ Der Wasserzins darf **bis zum Inkrafttreten des marktnahen Modells gemäss Artikel 30 Absatz 5 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG)** jährlich 110 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung nicht übersteigen. (...)

Änderung von Art. 49 Abs. 1bis:

Aufheben.

Wir ersuchen den Bundesrat unseren Argumenten bei der Überarbeitung der Vorlage ernsthafte Beachtung zu schenken.

Freundliche Grüsse

Gemeindevorstand Surses



Leo Thomann
Gemeindepräsident



Beat Jenal
Gemeinschreiber

Kopie an

- Gemeindevorstand Surses
- Fadri Ramming, Generalsekretär RKGK
- Akten



COMMUNE D'ÉVOLÈNE

Téléphone 027 283 13 00

Fax 027 283 31 01

Madame la Présidente

Doris Leuthard

Cheffe du DETEC

Kochergasse 6

3003 Berne

Evolène, le 6 octobre 2017

PROJET DE RÉVISION PARTIELLE DE LA LOI SUR L'UTILISATION DES FORCES HYDRAULIQUES PRISE DE POSITION

Madame la Présidente de la Confédération,
Mesdames, Messieurs,

Votre communiqué du 22 juin 2017 nous a invités à prendre position sur le projet de révision partielle de la loi sur l'utilisation des forces hydrauliques, en particulier sur l'aspect concernant le nouveau taux maximum de la redevance hydraulique à partir du 1^{er} janvier 2020.

Après examen des documents, la commune d'Évolène se rallie globalement à la prise de position de la Conférence gouvernementale des cantons alpins et à celle de l'Association des communes concédantes du Valais. Par souci de concision, l'ensemble du contenu de ces prises de position ne fait pas partie intégrante du présent courrier. Nous vous sommes cependant reconnaissant de bien vouloir en tenir compte.

Sur ces bases, la commune d'Évolène se permet de résumer sa position de la manière suivante :

- La commune d'Évolène rejette catégoriquement la variante principale soumise par le Conseil fédéral.
- La commune d'Évolène rejette également une baisse ponctuelle de la redevance hydraulique (proposition alternative).
- Tout futur modèle devra respecter une transparence totale des données de la part des sociétés d'électricité et des autorités de surveillance.
- Une coordination doit avoir lieu avec le projet d'un nouveau modèle de marché de l'électricité «plus proche de la réalité du marché» que le Conseil fédéral doit soumettre à l'Assemblée fédérale d'ici à 2019.
- La commune d'Évolène estime qu'il faut prolonger la disposition actuelle sur la redevance hydraulique jusqu'à l'entrée en vigueur du modèle proche de la réalité du marché conformément à l'art. 30, al. 5, nLEne.

Enfin, la commune d'Évolène souhaite rappeler que l'eau de nos Alpes constitue un bien extrêmement précieux et que sa valeur est encore appelée à augmenter à l'avenir. Or la **redevance hydraulique n'est donc ni une subvention ni un impôt, mais le prix d'une ressource.**

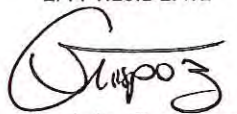
Enfin, la commune d'Evolène souhaite rappeler que l'eau de nos Alpes constitue un bien extrêmement précieux et que sa valeur est encore appelée à augmenter à l'avenir. Or la **redevance hydraulique n'est donc ni une subvention ni un impôt, mais le prix d'une ressource**. Il est faux de prétendre que la redevance hydraulique sape la compétitivité et la valeur intrinsèque de l'énergie hydraulique.

Dans le cadre d'une politique énergétique cohérente et maîtrisée, sans oublier qu'il s'agit d'une ressource vitale pour tout organisme vivant, nous vous invitons donc à reconsidérer votre approche de cette loi fédérale ô combien importante pour notre pays. Le bien-être de la Suisse ne peut se faire sur le dos des régions décentralisées, lesquelles méritent de vivre et de se développer en recevant un prix juste et acceptable pour leurs matières premières. Si des sacrifices devaient être réalisés, alors il faudrait que ceux-ci soient faits par l'ensemble des acteurs concernés, pas seulement par les régions alpines.

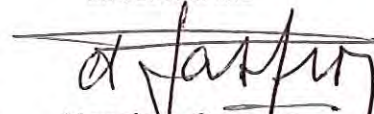
En vous remerciant de votre attention et dans l'espoir que le Conseil fédéral écoutera les voix des communes et cantons hydrauliques, afin qu'il adopte une attitude cohérente et fiable à l'égard de cette loi, nous vous adressons, Madame la Présidente, Mesdames, Messieurs, nos salutations les meilleures.

ADMINISTRATION COMMUNALE
D'EVOLÈNE

LA PRÉSIDENTE


Virginie Gaspoz

LE SECRÉTAIRE


Narcisse Gaspoz

10. OKT. 2017

Nr.

Frau Bundespräsidentin
Doris Leuthard
Vorsteherin UVEK
Kochergasse 6
3003 Bern

Gampel, 06. Oktober 2017 | mv

Stellungnahme zum Entwurf für die Teilrevision des Wasserkraftgesetzes

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Die Gemeinde Gampel-Bratsch ist vom Entwurf für die Teilrevision des Wasserkraftgesetzes als wasserkonzedierende Gemeinde direkt betroffen. Demzufolge erlauben wir uns, zur Vernehmlassung wie folgt Stellung zu nehmen.

Der Entwurf für die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes sieht unter anderem während der Übergangszeit von 2020 bis 2022 eine generelle Reduktion des Wasserzinsmaximums von derzeit CHF 110.00 auf CHF 80.00 pro Kilowatt Bruttoleistung vor. Diese Reduktion ist weder sachlich noch politisch gerechtfertigt. Die Gemeinde Gampel-Bratsch als direkt betroffene Gemeinde lehnt diese Reduktion entschieden ab und kann auch nicht akzeptieren, dass die vorgeschlagene Senkung «als vorbereitende Anpassung vor einer langfristigen Lösung zu sehen ist».

Die aktuell schwierige Marktlage für den Absatz von Strom aus der sauberen Schweizer Produktion ist wesentlich mitverursacht durch die verfehlte Förderpolitik im Ausland. Der Wasserzins gehört nicht zu den Ursachen dieser Entwicklungen. Deshalb ist es im Zusammenhang mit der Ursachenbekämpfung auch falsch, beim Wasserzins ansetzen zu wollen. Damit würden nämlich allein die Wassergemeinden und -kantone den Preis für den Ausgleich der Marktverzerrungen bezahlen.

Für unsere Gemeinde hätte die Reduktion der Wasserzinsen einen bedeutenden Einnahmeverlust von jährlich rund CHF 250'000.00. Das mag als absolute Zahl unbedeutend erscheinen, sind es für unsere Gemeinde immerhin 17% des Cash Flows. Als Bezügergemeinde aus dem interkommunalen Finanzausgleich würde sich das negativ auf die übrigen Walliser Gemeinden auswirken. Und viele Walliser Gemeinden kämpfen mit den gleichen Herausforderungen wie unsere Gemeinde. Dies würde sich indirekt auf den Finanzhaushalt des Kantons Wallis auswirken, welcher selbst bereits direkt von der Reduktion betroffen ist. Die Verschlechterung des Finanzhaushaltes des Kantons Wallis als Bezügerkanton des interkantonalen Finanzausgleichs würde sich auf diesen negativ auswirken.

Alles in allen ist die Reduktion nicht im Sinne des Schweizer Gemeinwesens mit allen betroffenen Ebenen. Wir stützen im übrigen die Stellungnahme der Regierungskonferenz der Gebirgskantone vom 28. August 2017 vollumfänglich.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung der berechtigten Interessen des Kantons Wallis und dessen Gemeinden.

Freundliche Grüsse



German Gruber
Gemeindepräsident



Marco Volken
Gemeindeschreiber



COMMUNE D'EVIONNAZ

Office fédéral de l'énergie
OFEN
Section Force hydraulique
3003 Berne

Notre réf. : TEE /lb
Dossier 86.02

Evionnaz, le 9 octobre 2017

Redevance hydraulique
Prise de position de la Commune d'Evionnaz

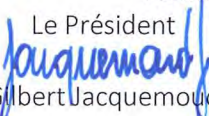
Madame, Monsieur,

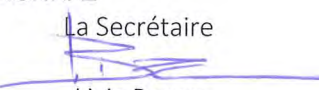
Le 21 juin 2017, le Conseil fédéral a ouvert la consultation concernant la révision partielle de la loi sur les forces hydrauliques. Cette révision concerne la réduction générale de la redevance hydraulique maximale, actuellement de 110 francs par kilowatt théorique, à un nouveau seuil de 80 francs par kilowatt théorique.

Nous vous informons que la municipalité d'Evionnaz s'oppose à cette modification de la loi sur les redevances hydrauliques. En effet, les pertes de revenus engendrés par cette baisse affecteront, au final, l'ensemble des communes et corporations, ce que nous ne pouvons accepter.

En vous remerciant par avance de l'intérêt que vous porterez à cette prise de position, nous vous présentons, Madame, Monsieur, nos salutations les meilleures.

ADMINISTRATION COMMUNALE D'EVIONNAZ

Le Président

Gilbert Jacquemoud

La Secrétaire

Livia Berno

Frau Bundespräsidentin
Doris Leuthard
Cheffin des DETEC
Kochergasse 6
3003 Berne

Unsere Ref.: REM

Hérémence, den 10. Oktober 2017

Stellungnahme der Gemeinde Hérémence zur teilweisen Gesetzesänderung über die Verwendung der Wasserkraft (WRG)

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin,

Am 22. Juni 2017 haben Sie die Teilrevision des Gesetzes zur Verwendung der Wasserkraft in die Vernehmlassung geschickt. Mit dem vorliegenden Schreiben möchte die Gemeinde Hérémence ihre Ansichten diesbezüglich einbringen ; wir danken Ihnen für die Möglichkeit, dies hiermit zu tun.

Die Gemeinde Hérémence liegt im Wallis im Val d'Hérens/Eringertal und erstreckt sich über das ganze Val de Dix, welches auch dem Staudamm der Grande Dixence seinen Namen gab. Aus diesem Grund musste die Gemeinde Hérémence zugestehen, dass ein nicht unbeträchtlicher Teil ihres Gebietes unter den Wassermassen dieses imposanten Staudammes, der einen Grossteil unserer Landschaft einnimmt, verschwand.

Wenn unsere Vorfahren diese bedeutende Änderung ihres sozialen Umfeldes akzeptiert haben, dann war dies, weil es eine Notwendigkeit war und eine Verbesserung ihrer schwierigen Lebensbedingungen darstellte. Ohne diese Wasserkraftanlagen, die dazu dienen, unseren einzigen Reichtum, das Wasser, zu erschliessen, wäre unsere Gemeinde niemals in der Lage gewesen, ihrer Bevölkerung den notwendigen Unterhalt zu gewährleisten. Das ganze Val de Dix wäre nur noch brachliegendes Land und verlassene Weiler.

Der Einfluss des Baus dieser grossen Wasserkraftanlagen als Motor der Entwicklung der Bergregionen muss nicht mehr bewiesen werden, ebenso wie der persönliche Einsatz derer, die sie im Schweisse ihres Angesichts oder sogar unter Gefahr für ihr Leben und ihre Gesundheit gebaut haben.

Nach Schliessung der Baustelle wurde es notwendig, Personal zur Kontrolle und zum Unterhalt der Wasserkraftanlagen vor Ort zu haben. Man kommt jedoch nicht umhin festzustellen, dass heutzutage mit der technischen Entwicklung und der Rationalisierung ein Grossteil der Arbeit aus der Distanz gemacht werden kann, was eine Herabsetzung der Arbeitsplätze in unseren Tälern herbeiführt. Es ist aber bewiesen, dass die Leute dort leben, wo sie auch Arbeit haben. Hérémence wurde zudem in den sechziger Jahren zum Modell mit der Niederlassung einer

elektromechanischen Produktionsstätte. Leider hat die Globalisierung auch vor Hérémece nicht halt gemacht

Auch heute noch ist der Wasserzins ein unentbehrliches Einkommen für unsere Gemeinde. Es macht drei viertel unserer Selbstfinanzierung aus, also 1,8 Millionen Franken. Es ist klar, dass jede Verminderung dieses Einkommens für die harmonische Weiterentwicklung unseres Tals fatal wäre.

Ohne finanzielle Mittel sind unsere Berggemeinden nicht in der Lage, ihre aktuellen und künftigen Aufgaben zu erfüllen, die Mindestleistungen zu bieten, die eine Bevölkerung von rechtswegen erwarten darf und nicht einmal ihre Sicherheit garantieren angesichts der Naturgewalten so typisch für unser Gebiet, wie die Ereignisse in Bondo und Saas-Grund erst kürzlich bewiesen haben.

Die Walliser Gesetzgebung bestimmt die Gemeinden zu Eigentümern der Nebenflüsse mit der Aufgabe, den Unterhalt derselben zu übernehmen sowie die möglichen Gefahren zu verwalten.

Ohne Wasser gäbe es keine Wasserkraft, wie es ohne Uranium keinen Atomstrom gibt, es ist also der « Brennstoff ». Der Wasserzins ist also der finanzielle Ausgleich, den der Konzessionär dem Eigentümer des Wassers für den ausschliesslichen Gebrauch desselben für die Dauer der Konzession zu zahlen hat. Es handelt sich um nichts anderes als um den Preis des besagten Brennstoffes.

Ihr Projekt scheint diesen Wasserzins in eine Subvention oder eine Steuer umwandeln zu wollen, was rechtlich nicht korrekt ist. Diese Umwandlung ist nicht unerheblich, denn der eigentliche Sinn eines Entgelts ginge dadurch verloren, d.h. die Bezahlung einer Ware an seinen Besitzer.

Der Wasserzins war immer ein Teil der Konzession und hat bis anhin nie Probleme bereitet. Eine Flut von Gesetzesänderungen hat einen Bereich in Aufruhr versetzt, der vorher perfekt funktionierte, unter dem Vorwand der Unterstützung erneuerbarer Energien und der Liberalisierung des Marktes. Jede Inkraftsetzung eines neuen Gesetzes verlangt nach einem weiteren, dazu bestimmt, die perverse Wirkung des vorhergehenden zu korrigieren.

Es muss auch erwähnt werden, dass Wasserkraft vollkommen nachhaltig und erneuerbar ist, dass aber seine Installationen von den Subventionierungen für die « neuen » erneuerbaren Energien ausgeschlossen sind aus Gründen, die von einer pragmatischen Verwaltung der Energiequellen weit entfernt sind.

Die Gemeinde Hérémece schliesst sich den Ergebnissen der Studien an, die von der Konferenz der Berggemeinden in Auftrag gegeben wurde, das heisst der der BHP – Hanser und Partner AG in Zürich « Erträge mit der Wasserkraft in den Jahren 2000-2016 » und derjenigen von Prof. Karl Frauendorfer von der Universität St. Gallen : « Das Erlöspotenzial der Schweizer Grosswasserkraft. »

Die grossen Schweizer Wasserkraftgesellschaften befinden sich im Augenblick unter grossem finanziellen Druck, da sie mit aller Gewalt einem schwachen europäischen Strommarkt konfrontiert wurden. Sie gehören jedoch mehrheitlich Stromverteilern, welche über feste Kunden verfügen und schlussendlich auch über öffentliche Gesellschaften der Genferseeregion und des Schweizer Mittellandes. Die Stromproduzenten sehen ihre Einkünfte halbiert, die Stromrechnung des Verbrauchers hingegen verringert sich nicht.

Das aktuell in der Vernehmlassung befindliche Projekt hat zum Zweck, die Gesellschaften auf Kosten der konzedierenden Gemeinwesen zu unterstützen, also die öffentlichen Gemeinwesen in der Ebene auf Kosten derjenigen der Bergregionen !

Der Erhalt einer aktiven Wohnbevölkerung in den Bergregionen ist eine Herausforderung für das Gemeinwesen und ihre Verantwortlichen zu Zeiten der allgemeinen Zentralisierung und Fokussierung. Es muss auch hervorgehoben werden, dass die aktuelle Politik des Bundes uns keine Hilfe ist, sie stellt die spezifischen Probleme der Randregionen nicht in Rechnung angesichts des RPG, Lex Weber, Schliessung der Poststellen und den Schwierigkeiten der Touristikbranche sowie dem starken Schweizer Franken.

Die Bevölkerung von Hérémence lebt täglich unter dem Druck von 400 Millionen Kubikmetern Wasser, angestaut hinter dem Staudamm der Grande Dixence, aber ihre Hauptsorgen liegen woanders. Wir sind enttäuscht, dass der Bund seine althergebrachte Politik des Unterhalts der Bergregionen aufgeben will, deren Stärke der Erhalt der Bevölkerung in abgelegenen Gebieten, der Kampf gegen die Landflucht, Hilfe bei Innovationen sowie die Förderung einer gebietsbezogenen Wirtschaft war.

Die Konsequenzen der von Ihnen vorgesehenen Abänderung des WRG sind für unsere Gemeinde und die konzедierenden Gemeinwesen sowie ganz allgemein die Bergregionen katastrophal. Deshalb verwerfen wir dieses Projekt gesamtheitlich.

Die Gemeinde Hérémence unterstützt im gesamten die Stellungnahme der Bergkantone vom 28.08.2017.

Ausserdem akzeptieren wir ebenfalls nicht jegliche Form der Flexibilisierung wie vom Bundesrat empfohlen und von gewissen Interessenverbänden unterstützt, sei es schon 2020 oder erst später.

In der Hoffnung, dass Sie unsere Stellungnahme berücksichtigen werden, verbleiben wir, Frau Bundespräsidentin, hochachtungsvoll,

GEMEINDEVERWALTUNG
VON HEREMENCE

Die Präsidentin



Karine Sierro

Der Sekretär



René Micheloud

Kopien an :

BFE, M. B. Revaz
Walliser Abgeordnete der Bundesversammlung
Walliser Staatsrat
Ausschüsse für Energieangelegenheiten auf Bundes- und Kantonebene
Politische Parteien der Bundesversammlung
Politische Parteien des Walliser Grossrates

Madame la Présidente de la Confédération
Doris Leuthard
Cheffe du DETEC
Kochergasse 6
3003 Berne

Notre réf : REM

Hérémece, le 10 octobre 2017

Prise de position de la Commune d'Hérémece sur la révision partielle de la loi sur l'utilisation des forces hydrauliques (LFH)

Madame la Présidente de la Confédération,

Le 22 juin 2017, vous avez mis en consultation la révision partielle de la loi sur l'utilisation des forces hydrauliques. Par la présente, la Commune d'Hérémece souhaite faire valoir ses observations à ce sujet ; nous vous remercions de nous offrir la possibilité de le faire.

La Commune d'Hérémece se situe dans le Val d'Hérens en Valais, et occupe tout le Val des Dix, lequel donne son nom au Barrage de la Grande Dixence. A ce titre, la Commune d'Hérémece a vu une portion non négligeable de son territoire englouti sous les eaux de cet imposant barrage qui occupe à lui seul une bonne part du paysage de notre région.

Si nos prédécesseurs ont accepté ce bouleversement dans leur environnement, c'était bien parce qu'il représentait une nécessité et un progrès dans leurs conditions de vie très difficiles. Sans les installations hydroélectriques qui ont été construites pour mettre en valeur la seule richesse dont nous disposons, l'eau, notre Commune n'aurait jamais été en mesure d'assurer les services minimaux nécessaires au maintien de notre population sur son territoire. Tout le Val de Dix ne serait plus que hameaux abandonnés et terres en friches !

L'effet de la construction de ces grands aménagements hydroélectriques comme moteur du développement des régions de montagne n'est plus à démontrer, comme il ne faut pas oublier l'engagement des personnes qui les ont construits à la sueur de leur front, voire au péril de leur vie ou de leur santé.

Le chantier de construction terminé, il était indispensable d'avoir sur place des ouvriers chargés du contrôle et de la maintenance des installations hydroélectriques. Force est de constater qu'aujourd'hui avec l'évolution technologique et la nécessité de rationalisation, la majeure partie du travail peut être effectuée à distance, ce qui engendre une diminution des postes de travail dans nos vallées. Or il est démontré que les gens vivent là où ils ont leur emploi. Hérémece faisait par ailleurs office de modèle dans les années 60 avec l'implantation d'un site de production électromécanique. Hélas, la mondialisation est passée par là...

Aujourd'hui encore, la redevance hydraulique est un revenu essentiel pour notre Commune. Elle représente les trois quarts de notre marge d'autofinancement, soit 1.8 millions de francs. Il est bien clair que toute diminution de ces revenus serait fatale à la poursuite du développement harmonieux de notre vallée.

Sans moyens financiers, nos communautés de montagne ne sont pas en mesure d'assumer leurs tâches actuelles et futures, de fournir les services minimaux qu'une population est en droit d'attendre ni même simplement d'assurer sa sécurité face aux dangers naturels propres à nos régions, comme les événements de Bondo ou Saas-Grund par exemple l'ont récemment démontré.

La loi valaisanne fixe la propriété des cours d'eau latéraux aux Communes avec charge pour elles d'en assumer l'entretien et la gestion des risques.

Sans eau, il n'y a pas de production d'énergie hydroélectrique, comme sans uranium il n'y a pas de production d'énergie nucléaire, il s'agit du « combustible ».

La redevance hydraulique est la contrepartie financière que le concessionnaire doit payer au propriétaire de l'eau pour l'usage exclusif de celle-ci pendant la durée de la concession. Il ne s'agit rien d'autre que du prix dudit combustible.

Votre projet semble vouloir transformer la redevance en subvention ou en impôt, ce qui n'est juridiquement pas correct. Cette transformation n'est pas anodine car on perdrait ainsi le sens originel de la redevance, soit la rémunération d'un bien à son propriétaire.

La redevance a toujours fait partie du contrat de concession et n'a jamais fait problème jusqu'à tout récemment. Une cascade de changements législatifs a révolutionné un secteur qui fonctionnait parfaitement auparavant, sous prétexte de soutien aux nouvelles énergies renouvelables et de libéralisation du marché. Chaque loi mise en vigueur en nécessite une nouvelle, destinée à corriger les effets pervers de l'application de la précédente.

Il faut également rappeler que l'énergie hydroélectrique est parfaitement durable et renouvelable, mais que ces aménagements sont écartés des subventionnements réservés aux « nouvelles » énergies renouvelables pour des raisons bien éloignées d'une gestion pragmatique des ressources énergétiques.

La Commune d'Hérémece se rallie aux conclusions des études commandées par la Conférence des cantons de montagne, soit celle de BHP – Hanser und Partner AG de Zurich « Erträge mit der Wasserkraft in den Jahren 2000-2016 » et celle du Prof. Karl Frauendorder de l'Université de St-Gall : Das Erlöspotenzial der Schweizer Grosswasserkraft.

Les grandes sociétés de production hydroélectriques suisses sont actuellement soumises à forte pression financière, confrontées de plein fouet à un marché européen de l'électricité déprimé. Elles appartiennent toutefois en très large partie à des distributeurs d'électricité disposant de clients captifs et finalement à des collectivités publiques de l'arc lémanique ou du plateau suisse. Les producteurs voient leurs revenus divisés par deux tandis que le consommateur ne voit pas sa facture baisser...

Le projet actuellement en consultation a pour but de soutenir ces sociétés sur le dos des collectivités concédantes, donc de soutenir des collectivités publiques de plaine au détriment des collectivités de montagne !

Le maintien d'une population résidente active dans les régions de montagne est un véritable défi pour les communautés et leurs dirigeants à l'heure des centralisations et concentrations en tous genres. Il faut bien remarquer que la politique actuelle de la Confédération ne nous aide pas, elle ne prend plus du tout en compte les problèmes spécifiques des régions périphériques, à l'heure de la LAT, de la Lex Weber, de la

fermeture des offices postaux, des difficultés de la branche touristique et du franc fort.

La population d'Héréence vit tous les jours sous les 400 millions de mètres cubes d'eau accumulés derrière le barrage de La Grande Dixence mais ses soucis principaux sont ailleurs. Nous sommes déçus que la Confédération veuille abandonner sa traditionnelle politique de soutien de la montagne dont les points forts étaient le maintien de la population dans les régions décentralisées, la lutte contre l'exode rural, l'aide à l'innovation et à la promotion d'une économie adaptée à la situation géographique.

Les conséquences des modifications de la LFH que vous prévoyez sont catastrophiques pour notre Commune et les communautés concédantes, et plus généralement pour les régions de montagne. C'est pourquoi, nous rejetons totalement ce projet.

La Commune d'Héréence soutient également totalement la prise de position des cantons de montagne du 28.08.2017.

Par ailleurs, nous n'acceptons pas non plus toute forme de flexibilisation, telle que préconisée par le Conseil fédéral et soutenue par certaines associations intéressées, que ce soit déjà en 2020 ou plus tard.

En espérant que vous prendrez en compte notre prise de position, nous vous adressons, Madame la Présidente de la Confédération, l'assurance de notre haute considération.

ADMINISTRATION COMMUNALE
D'HEREMENCE

La Présidente



Karine Sierro

Le Secrétaire



René Micheloud

Copies à :

OFEN, M. Revaz

Elus valaisans à l'Assemblée fédérale

Conseil d'Etat du Canton du Valais

Commissions traitant des affaires énergétiques aux niveaux fédéral et cantonal

Partis politiques représentés à l'Assemblée fédérale

Partis politiques représentés au Grand Conseil valaisan



Madame
Doris LEUTHARD
Présidente de la Confédération
Cheffe du DETEC
Kochergasse 6
3003 BERNE

Notre réf. : 3116/bb

Vernayaz, le 10 octobre 2017

Projet de révision partielle de la Loi sur les forces hydrauliques

Madame la Présidente de la Confédération,
Mesdames, Messieurs,

Par courrier du 22 juin 2017, vous nous avez donné l'occasion de prendre position sur le projet de révision partielle de la Loi sur l'utilisation des forces hydrauliques, en particulier le nouveau taux maximum de la redevance hydraulique dès le 1^{er} janvier 2020. Après examen des documents, le Conseil municipal de la Commune de Vernayaz tient à faire part des considérations suivantes.

Le Conseil municipal de Vernayaz considère la coordination de la conception du nouveau taux maximum de la redevance hydraulique avec le nouveau modèle plus proche de la réalité du marché de l'électricité comme pertinente. Dans ce sens, elle approuve une réglementation transitoire, dont la durée ne doit pas être liée à un nombre défini d'années, mais à l'entrée en vigueur du nouveau modèle de marché, car c'est la seule manière de garantir une véritable coordination entre le modèle de redevance hydraulique et le modèle de marché de l'électricité.

Par contre et au même titre que la Conférence gouvernementale des cantons alpins, le Conseil municipal de Vernayaz rejette catégoriquement la variante principale soumise par le Conseil fédéral, parce qu'elle ne corrige pas les failles du marché suisse de l'électricité, qu'elle est basée sur une analyse erronée des causes à plus d'un égard et que le Conseil fédéral fait ainsi preuve d'un comportement extrêmement contradictoire, voulant soulager certaines entreprises tout en chargeant les ménages et les PME, sans implication aucune de la Confédération. Par ailleurs, la variante principale proposée aboutirait à une subvention injustifiée selon le principe dit « de l'arrosoir ». Il en résulterait in fine que les Communes, respectivement Cantons hydrauliques compenseraient indirectement la prime de marché, décidée par le peuple avec la nouvelle loi sur l'énergie, qui entrera en vigueur le 1^{er} janvier 2018 et déploiera ses effets dès le 1^{er} janvier 2020.



Dès lors et de surcroît au vue de l'évolution favorable des prix de l'énergie durant les 12 derniers mois (Figure 1), le Conseil municipal de Vernayaz juge inadaptée et prématurée la variante principale qui fixe à 80 francs par kilowatt théorique la redevance hydraulique maximale.

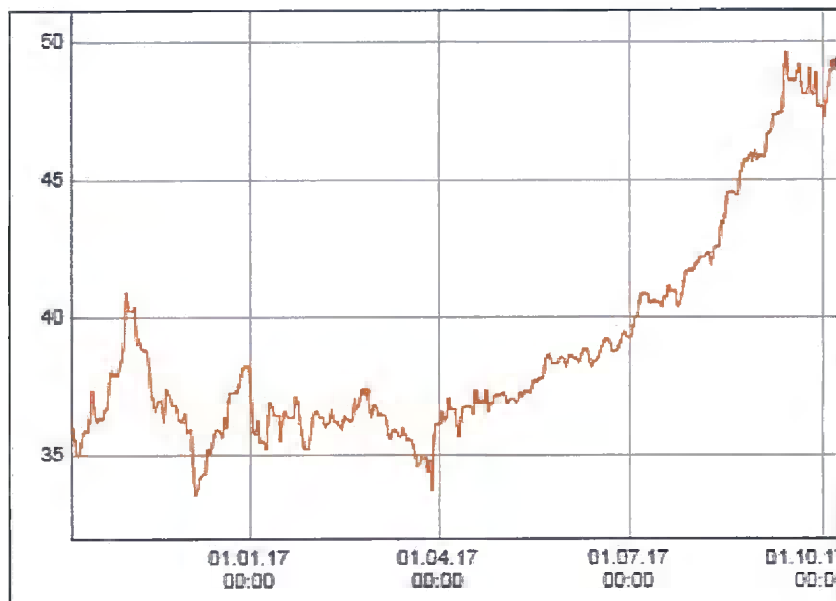


Figure 1 : Evolution du prix de l'énergie en Suisse Baseload [CH/MWh] 2018 durant les 12 derniers mois

Sur la base des éléments exposés ci-dessus, nous proposons de prolonger la disposition actuelle sur la redevance hydraulique, ce qui revient à modifier l'art. 49 al. 1 ainsi :

La redevance hydraulique annuelle ne peut excéder 110 francs par kilowatt théorique jusqu'à l'entrée en vigueur du modèle proche de la réalité du marché, conformément à l'art. 30, al. 5, de la Loi sur l'énergie (LEne) du 30 septembre 2016. (...)

Pour le surplus, nous nous référons à la position de la Conférence gouvernementale des cantons alpins du 28 août 2017.

Tout en vous remerciant pour l'occasion que vous nous avez donnée de prendre position, nous demandons au Conseil fédéral de tenir dûment compte de nos arguments dans son projet de révision partielle de la Loi sur l'utilisation des forces hydrauliques.

En vous souhaitant bonne réception de la présente, nous vous adressons, Madame la Présidente de la Confédération, Mesdames, Messieurs, nos salutations distinguées.

Le Président
Blaise BORGEAT

Le Secrétaire
Loïc BLARDONE



WALLIS • SCHWEIZ

visp gemeinde

Administration

Unser Zeichen : AT/ba
Tel-Direktwahl : 027 948 99 00
e-mail : gemeinde@visp.ch

Frau Bundespräsidentin
Doris Leuthard
Vorsteherin des UVEK
Kochergasse 6
3003 Bern

GS/UVEK
12. OKT. 2017
Nr.

Visp, 10. Oktober 2017

Entwurf für die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes – Stellungnahme

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Vom eröffneten Vernehmlassungsverfahren zur Revision des Wasserrechtsgesetzes hat die Gemeinde Visp Kenntnis genommen sowie die bereitgestellten Unterlagen geprüft und beraten.

An der Sitzung vom 19. September 2017 hat der Gemeinderat den beiliegenden Beschluss gefällt und findet demnach die Reduktion des Wasserzinsmaximums auf CHF 80.00 pro Kilowatt Bruttoleistung weder sachlich noch politisch gerechtfertigt.

Dabei unterstützt die Gemeinde Visp die Stellungnahmen der Regierungskonferenz der Gebirgskantone vom 28. August 2017 sowie diejenige des Verbandes der Walliser Gemeinden vom 14. September 2017 vorbehaltlos.

Wir danken Ihnen, sehr geehrte Frau Bundespräsidentin, für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme.

Freundliche Grüsse
GEMEINDE VISP

Der Präsident:

Der Schreiber:

Niklaus Furger

Thomas Anthamatten

Beilage:

Gemeinderatsbeschluss vom 19. September 2016 (Protokollauszug für Geschäft 404)





WALLIS • SCHWEIZ

visp gemeinde

AUSZUG

AUS DEM PROTOKOLL

DER GEMEINDERATSSITZUNG

VOM 19. September 2017

404 01.20
01.20.04

Exekutive

Vernehmlassungen (wenn nicht unter Sachgebiet)

Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes – Vernehmlassung zum Entwurf des Bundesrates: Stellungnahme

Ausgangslage

Die Teilrevision des eidg. Wasserrechtsgesetzes (WRG) hat weitreichende Konsequenzen für die Kantone und Gemeinden des Alpenraumes. Die Konferenz der Gebirgskantone, der Kanton Wallis (DFE), der Verband der Walliser Gemeinden und die konzessionierenden Gemeinden (Asscom SA – ACC) fordern daher die Gemeinden auf, an der Vernehmlassung teilzunehmen und deren Anliegen gegenüber dem Bundesrat zu unterstützen.

Beschluss

1. Die Gemeinde Visp unterstützt in der Vernehmlassung zum WRG die Positionen der Gebirgskantone, des Verbandes der Walliser Gemeinden und der konzessionierenden Gemeinden.
2. Aufgrund der weitreichenden Konsequenz für die Finanzhaushalte der Gemeinden und des Kantons wird einer Reduktion der aktuellen Wasserzinse entschieden entgegen getreten.

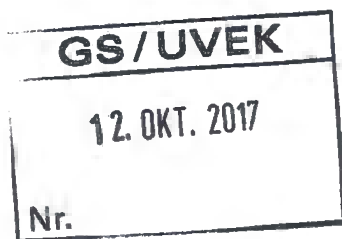
Visp, 2. Oktober 2017

Für getreuen Auszug:
Der Schreiber:


Thomas Anthamatten




UNION DES VILLES VALAISANNES – UVV
VEREINIGUNG DER WALLISER STÄDTE – VWS



Frau Bundespräsidentin
Doris Leuthard
Vorsteherin des UVEK
Kochergasse 6
3003 Bern

Visp, 10. Oktober 2017

Entwurf für die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes – Stellungnahme

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Die Union des Villes Valaisannes (UVV) vertritt die Interessen der bevölkerungsreichen Zentrums- und Berggemeinden des Rhonetals, welche für die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit unseres Kantons von eminenter Bedeutung sind.

An der letzten Zusammenkunft vom 6. Oktober 2017 hat sich die Vereinigung ebenfalls mit dem Entwurf für die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes befasst.

Da die vom Bund vorgesehene Reduktion des Wasserzinsmaximums für die Städte und Gemeinden unseres Kantons nicht tragbar ist, unterstützt die UVV uneingeschränkt die Stellungnahmen der Regierungskonferenz der Gebirgskantone vom 28. August 2017 und vom Verband der Walliser Gemeinden vom 14. September 2017.

Wir sind zuversichtlich, sehr geehrte Frau Bundespräsidentin, auf Ihre Unterstützung zählen zu können und danken Ihnen dafür.

Freundliche Grüsse

Vereinigung der Walliser Städte

Der Präsident:

A blue ink signature of Niklaus Furger, consisting of several loops and a long horizontal stroke.

Niklaus Furger

Der Sekretär:

A blue ink signature of Thomas Anthamatten, featuring a large, stylized initial 'R' and several loops.

Thomas Anthamatten

Kopie geht an die Mitglieder der Vereinigung der Walliser Städte (Naters, Brig-Glis, Visp, Leuk, Siders, Sitten, Martigny, St. Maurice, Monthey)



Association des communes concédantes du Valais
Verband der konzederenden Gemeinden des Wallis

*Pour une gestion responsable des droits d'eau
Verantwortungsvoller Umgang mit Wasserrechten*

Madame la Présidente de la Confédération
Doris Leuthard
Directrice DATEC
Kochergasse 6
3003 Berne

GS / UVEK

13. OKT. 2017

Nr.

Ce 11 octobre 2017

Prise de position sur l'avant-projet concernant la révision partielle de la Loi fédérale du 22 décembre 1916 sur l'utilisation des forces hydrauliques (LFH, SR 721.80)

Madame la Présidente de la Confédération,
Mesdames, Messieurs,

Nous vous remercions de l'occasion qui nous est offerte de nous exprimer sur l'avant-projet concernant la révision partielle de la loi sur les forces hydrauliques. Sur la base de la documentation reçue, nous exprimons les considérations suivantes.

A. Le projet en résumé

Les dispositions fédérales en matière d'utilisation des forces hydrauliques en vigueur expireront à la fin 2019. D'ici 2019, le Conseil fédéral doit en outre soumettre au Parlement la conception d'un nouveau modèle de marché électrique plus conforme au marché réel (art. 30 al. 5 LEne).

Le Conseil fédéral a élaboré une législation en matière de redevances d'eau pour la période postérieure au 1^{er} janvier 2020, en proposant un règlement transitoire pour les années 2020-2022.

La proposition prévoit, en tant que variante principale, la réduction du taux maximal de la redevance annuelle des CHF 110/kWh_{th} actuels à CHF 80/kWh_{th} (art. 49 al. 1 et 1bis). Alternativement, pendant une période transitoire, le Conseil fédéral envisage d'appliquer la réduction uniquement aux centrales vraiment déficitaires.

Pour la période postérieure à 2022, le Conseil fédéral propose (envisage) de flexibiliser le taux maximal de la redevance annuelle, qui devrait être composé d'une partie fixe et d'une

partie variable dépendante du marché. Le système flexible pour la redevance d'eau n'est présenté que dans de grandes lignes; le nouveau système ne sera soumis au Parlement qu'ultérieurement, dans un projet à part, en même temps que le nouveau modèle conforme au marché électrique.

Enfin, le projet prévoit que les installations hydroélectriques, au profit d'une contribution d'investissement conformément à l'art. 26 de la nouvelle loi sur l'énergie, soient exemptées de la redevance annuelle pour une période de 10 ans (art. 50a).

B. La position de l'ACC en résumé

L'ACC s'oppose à des réductions ponctuelles de la redevance en matière de droits d'eau et rejette à la fois la variante principale et la variante alternative présentée par le Conseil fédéral.

En ce qui concerne le modèle flexible prévu, l'ACC prendra position au moment opportun. Le futur modèle de marché constituera en fait la base pour définir le nouveau modèle de la redevance en matière de droits d'eau, toute considération à cet égard étant aujourd'hui prématurée.

Enfin, l'ACC s'oppose à l'exonération de la redevance annuelle pour les centrales hydroélectriques au profit d'une contribution d'investissement.

Toute mesure de soutien aux producteurs d'énergie hydroélectrique présuppose de faire la clarté sur les coûts et les flux financiers passés et futurs envers les actionnaires.

Les difficultés du secteur hydroélectrique, qui, comme mentionné ci-dessus, doivent être encore clarifiées, peuvent justifier des mesures de soutien, mais seulement dans le contexte d'une solution politique globale, qui implique la contribution de tous les acteurs du marché énergétique.

Cette politique devrait tenir compte de l'importance stratégique de l'énergie hydroélectrique, c'est-à-dire d'un approvisionnement de notre pays avec une énergie propre, renouvelable, nationale et sûre.

C. Arguments

1.

1.1.

Le Conseil fédéral propose la réduction du taux maximal de la redevance annuelle des CHF 110/kWh_{th} actuels à CHF 80/kWh_{th}. Cela représente une réduction importante soit en termes de pourcentage (27% environ), soit en termes absolus, qui ramène le niveau des redevances d'eau aux années 1997-2010.

Cette réduction non seulement est importante mais semble aussi aller à contre-courant (ou ne pas s'aligner) de tous les indicateurs économiques nationaux (tels que l'indice des prix à la consommation, la situation de l'industrie et en particulier de l'industrie d'exportation, la rentabilité du capital, les charges financières que doivent supporter les organismes publics).

En d'autres termes, la réduction semble être exclusivement dictée par la volonté d'aider le secteur hydroélectrique en difficulté.

Elle ne semble pas être le résultat d'une évaluation globale, structurelle et à long terme. Elle ne semble pas s'insérer dans un paquet cohérent de mesures et ne fait pas appel, pour le soutien des entreprises hydroélectriques, à d'autres acteurs institutionnels ou économiques, internes au secteur hydroélectrique (comme par ex. les entreprises de distribution) ou les Cantons et les Communes non alpines (non bénéficiaires de redevances d'eau), y compris les propriétaires d'entreprises productrices ou distributeurs d'énergie, ou encore les consommateurs d'énergie, et en particulier les entreprises, grandes consommatrices qui bénéficient notamment de la sécurité d'approvisionnement énergétique et les faibles coûts actuels de l'énergie.

1.2.

De manière cohérente avec cette position critiquable, le Conseil fédéral justifie la proposition de législation transitoire de réduction du taux maximal de la redevance annuelle en se référant uniquement à la situation difficile des centrales hydroélectriques. Malgré cela, elle estime que la proposition tient également compte des intérêts des organismes publics bénéficiaires de la redevance (rapport explicatif, début du point 1.3).

En fait, la réduction généralisée de la redevance maximale à CHF 80.-/kWh_{th}, non seulement est objectivement injustifiable, mais se fait au bénéfice exclusif des centrales hydroélectriques, qui voient leurs charges diminuer alors que les intérêts des organismes publics concédants sont sérieusement menacés. Au sens plus large, la réduction des redevances d'eau favorise les Cantons industrialisés du plateau au détriment des Cantons qui ont sacrifié leurs ressources hydriques dans l'intérêt national, qui en règle générale font partie des régions les plus défavorisées et économiquement plus faibles de la Suisse.

1.3.

Les recettes provenant de l'utilisation de la force hydrique sont d'une importance vitale tant pour le canton du Valais, qui encaisse les redevances d'eau du Rhône, que pour les communes Valaisannes, non seulement pour les bénéficiaires des redevances, les effets positifs se répartissent sur tous les bilans communaux, étant donné que la redevance d'eau est intégrée dans la péréquation financière cantonale. On peut probablement observer cette situation dans toute la région alpine.

Selon le même Rapport explicatif du Conseil fédéral (tableau 1, se référant à 2015), au Valais les recettes totales provenant de la redevance annuelle se montent à environ 164 millions de francs par an, dont plus de 50 millions de francs en faveur des communes concédantes. La réduction prévue de la redevance maximale de 27% fera diminuer les entrées dont bénéficient les organismes publics d'au moins 45 millions de francs par an, avec une perte d'environ CHF 13 millions uniquement à la charge des communes concédantes.

Sur la base des statistiques qui comparent, pour chacune des communes concédantes, les revenus provenant des redevances d'eau par rapport aux recettes fiscales, il est extrêmement simple de démontrer l'impact négatif d'une réduction des redevances sur la situation financière des communes. Par rapport aux recettes fiscales (cadeaux et concessions exclus), le taux de redevance annuelle est en moyenne supérieur à 7%. Dans certaines communes, le pourcentage est toutefois considérablement plus élevé, dans 7 cas (Randa, Binn, Bitsch Eisten Erghish, Gondo, Oberems) il dépasse même

100%; pour 10 autres communes (Bourg-St-Pierre, Embd, Fieschertal, Grengiols, Saas-Almagell, Saas-Balen, Simplon, Staldenried, St-Niklaus, Trient) le pourcentage est largement supérieur à 50%, tandis que dans 11 communes elle dépasse la barre de 20%. Il est facile d'imaginer les conséquences financières dévastatrices pour ces communes dans le cas d'une réduction de la redevance d'eau.

2.

2.1.

Pour les régions de montagne, la force hydrique constitue notoirement un pilier du point de vue économique. Les entrées générées par la redevance annuelle ont une influence directe sur la société et sur la possibilité de rendre attractives les communes de montagne avec des mesures fiscales, économiques et sociales et d'éviter l'exode des régions périphériques. Les redevances d'eau constituent donc l'un des éléments stabilisants et égalisateurs en faveur des régions les plus faibles. Les réduire de façon drastique sans même prévoir des mesures compensatoires entre en conflit avec les politiques publiques de soutien aux régions montagneuses, périphériques et moins fortes économiquement.

2.2.

Par ailleurs, la nécessité, qui n'est pas contestée par l'ACC, de soutenir le secteur hydroélectrique ne justifie pas l'adoption d'une mesure déséquilibrée qui ne tient pas compte des équilibres nationaux. Le soutien au secteur hydroélectrique constitue du reste une option stratégique pour toute la Suisse, dont la charge ne peut pas retomber principalement sur les bénéficiaires des redevances et sur les régions les plus faibles.

2.3.

Il convient également de souligner que l'importance des sociétés électriques en tant qu'employeurs s'est considérablement réduite par rapport au passé, soit parce que la phase des investissements importants d'une façon générale est terminée, soit parce que l'évolution technologique et d'autres changements généraux ont réduit le besoin de personnel surtout pour la maintenance des sites de production. Les régions périphériques ont donc perdu un avantage qui, dans le passé, a joué un certain rôle. Réduire les redevances d'eau aggrave ce problème.

3.

3.1.

La justification historique des redevances d'eau plaide aussi contre le système mis en consultation.

3.2.

Avec l'introduction, au début du siècle dernier, du taux maximal de la redevance, on a voulu poursuivre, dès le début, l'équilibre entre deux intérêts opposés, c'est-à-dire entre l'approvisionnement en énergie électrique sur tout le territoire national à des prix avantageux (essentiellement en faveur des régions développées industriellement situées sur le plateau) et une indemnisation équitable en faveur des régions de provenance des eaux, fournisseuses des forces hydriques nécessaires à la production d'énergie électrique.

Au fil du temps et avec la pollution croissante de l'espace vital, ont également acquis de l'importance dans la pondération, en faisant augmenter la valeur de l'eau, la protection du paysage et l'environnement, ainsi que la préservation et la rénovation des forces

hydriques existantes (voir OFEG n° 3 de 2002, La redevance en matière de droits d'eau - le tribut le plus important en matière d'utilisation des forces hydriques en Suisse, point 4).

3.3.

La diminution de la redevance va briser les équilibres résultant de l'histoire de l'exploitation des ressources hydrauliques. Elle dévalue de façon injustifiée le prix d'une ressource fondamentale, en pénalisant les régions qui ont mis leurs réserves hydriques à la disposition de l'ensemble du pays.

4.

Comme il est mentionné plus haut, à la base de la législation transitoire proposée de la réduction du taux maximal de la redevance annuelle, le Conseil fédéral évoque la situation difficile des centrales hydroélectriques qui souffriraient d'une couverture insuffisante des coûts de production.

L'ACC reconnaît l'existence de distorsions sur le marché suisse de l'électricité et les problèmes de rentabilité pour certaines entreprises hydroélectriques. Toutefois, ces problèmes ne peuvent pas être principalement attribués à la redevance annuelle et à son taux. Ils dépendent surtout de l'effondrement du marché de l'énergie et, pour les centrales à accumulation, de l'effondrement des pics des prix.

Ces problèmes de portée générale nécessitent de réflexions et de solutions globales au niveau européen et - en tout cas - national. Ils ne peuvent pas être résolus par des mesures qui se répercutent principalement sur les cantons et sur les communes concédantes, sans appeler à soutenir le secteur hydroélectrique la Confédération, les autres Cantons et Communes, les acteurs économiques qui bénéficient de la sécurité de l'approvisionnement énergétique.

5.

Le déficit de couverture des coûts de production dont semblent souffrir les entreprises productrices d'énergie hydroélectrique ne doit pas être considéré comme une donnée acquise et, en tout cas et pour au moins deux raisons, doit être mis en priorité à la charge de ces mêmes sociétés productrices. La EICOM s'est exprimée dans le même sens dans les conclusions de son rapport à l'attention de la CAPTE du 26 juin 2017, au point 4 (bien que le document se réfère à des mesures de soutien financées par les consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base, les réflexions de EICOM sont également valables dans le cadre de la proposition de réduction de la redevance d'eau).

5.1.

Dans le passé, les entreprises productrices ont presque toujours versé des dividendes à leurs actionnaires, par conséquent elles ont fait des bénéfices. Les montants distribués comme dividendes étaient généralement supérieurs aux redevances payées. Il n'est pas juste qu'à présent, face à l'évolution de la situation du marché, les redevances d'eau soient réduites. Les actionnaires devraient contribuer à aider les entreprises productrices à surmonter ce moment difficile, en puisant aussi dans les dividendes perçus. La documentation mise en consultation et la modification de loi proposée ne traitent absolument pas cet aspect du problème.

5.2.

Il existe également des doutes raisonnables sur la situation réelle des sociétés productrices, sur leurs rapports avec les actionnaires et avec ces mêmes sociétés de distribution, qui sont parfois également des actionnaires.

Les positions de coûts qui déterminent une couverture insuffisante des coûts de production des centrales hydroélectriques actives sur le marché et, en général, les difficultés des entreprises productrices actives sur le marché hydroélectrique ne sont pas vraiment connues. Elles sont le résultat d'une estimation et se basent sur des données qui ne sont pas accessibles au public et difficiles à interpréter, comme l'a illustré le Conseil fédéral lui-même (Rapport explicatif, point 1.1, al. 7).

Il n'est pas justifié de prévoir des mesures de soutien sans avoir un cadre complet et sans avoir des données fiables sur les difficultés des sociétés productrices, qui, en plus de distribuer des dividendes, assez souvent font bénéficier les actionnaires d'autres façons (avec des fournitures d'énergie à des prix de faveur, en rémunérant le capital-actions, avec d'autres formes de paiements directs ou indirects).

Un soutien en l'absence de données transparentes et fiables est à plus forte raison discutable, vu que la forte réduction prévue des redevances met en grave difficulté financière des organismes publics qui sont souvent en difficulté à cause de leur emplacement périphérique.

En outre, la transparence maximale des données est un critère indispensable exigé aussi par la Conférence des gouvernements des cantons alpins, ne serait-ce que pour entrer dans le détail d'éventuelles mesures de soutien individuelles (prise de position de la CGCA sur l'avant-projet du 28 août 2017, points 7 et 29).

5.3.

Une réduction généralisée de la redevance en matière de droits d'eau est encore moins compréhensible si l'on considère que plus de la moitié de la production hydroélectrique est vendue dans le service universel. A l'intérieur de ce service est d'usage le principe des coûts de production selon lequel tous les coûts sont couverts. Cette partie de l'hydroélectricité n'a donc pas de problèmes de rentabilité mais bénéficierait, sans aucune raison, de la réduction du taux maximal de la redevance (rapport explicatif, point 1.3, deuxième alinéa).

6.

Afin d'atténuer l'impact de la réduction du taux maximal de la redevance, le Conseil fédéral mentionne, dans le rapport explicatif, mais pas dans le texte de loi, une proposition alternative pour la réglementation transitoire qui prévoit une réduction de la redevance pour les droits d'eau uniquement pour les centrales vraiment déficitaires.

Les arguments susmentionnés sont aussi fondamentalement contraires à des réductions ponctuelles de la redevance pour les droits d'eau.

En tout cas, cette solution devrait être subordonnée à une évaluation précise de la situation économique des entreprises productrices d'énergie hydroélectrique (principe de la transparence des coûts).

Et enfin, le soutien individuel devrait être subordonné à des critères précis de récupération des montants déduits en cas d'amélioration de la situation financière. Par contre, cette option n'a pas été prévue dans le projet en discussion.

7.

Il convient également de rappeler qu'une série de mesures visant à soutenir les grandes centrales hydroélectriques ont été intégrées dans la Stratégie énergétique 2050. L'objectif est d'améliorer les conditions économiques des centrales existantes avec une prime de marché (art. 30 nLEne), soit environ CHF 120 millions par an, respectivement d'augmenter le nombre de grandes centrales hydroélectriques (nouvelles installations, extensions et rénovations de grande envergure) par la concession de contributions d'investissement (voir à ce sujet la fiche technique "Force hydrique" du 21 mars 2017 du DETEC).

Ces mesures semblent justifiées. Par contre il n'est pas nécessaire et équitable d'intervenir aussi sur la redevance pour les droits d'eau.

8.

En fin de compte et à la lumière de ce qui précède, l'ACC propose de maintenir, dans la période transitoire, le taux maximal de la redevance annuelle de CHF 110/kWh_{th}.

Le cas échéant, afin de soutenir les producteurs qui puissent justifier des difficultés financières réelles et prouvées, l'ACC suggère d'intervenir, pendant une période transitoire, avec un soutien selon le modèle dit de prime d'approvisionnement de base.

Ce modèle prévoit d'utiliser les revenus provenant d'un système de prime d'approvisionnement de base - chargé aux clients finaux liés - pour couvrir le déficit théorique des centrales hydriques (à ce sujet, voir les propositions des producteurs d'énergie dans: Sécurité de l'approvisionnement: nouvelles conditions cadre, FRE fédération romande pour l'énergie, Bulletin n° 153, 30 juin 2017; rapport ECom à l'attention de la CAPTE du 26 juin 2017, point 3.1).

9.

Pour la période postérieure à 2022, le Conseil fédéral envisage de flexibiliser le taux maximal de la redevance annuelle, qui devrait être composé d'une partie fixe et d'une partie variable selon le marché. Le système flexible pour la redevance d'eau n'est présenté que dans ses grandes lignes.

L'ACC estime qu'il est prématuré de prendre position sur le modèle de flexibilisation présenté par le Conseil fédéral dans le rapport explicatif, mais qu'en définitive, celui-ci ne rentre pas dans le cadre du projet proposé. Cependant, l'ACC souligne à nouveau que toute solution présuppose la « transparence des coûts » et qu'il ne faut pas essayer de résoudre les difficultés du secteur hydroélectrique en pénalisant les organismes publics qui perçoivent les redevances d'eau. L'approche prévue devrait être revue.

En outre, il n'est pas possible d'évaluer un modèle futur de redevance maximale sans connaître celui du marché. Quand le cadre du nouveau marché électrique sera connu, il sera alors possible d'affronter une discussion concrète et cohérente sur le modèle futur de redevance maximale.

En ce qui concerne le modèle flexible, l'ACC prendra donc position au moment opportun.

10.

Enfin, le projet prévoit que les installations hydroélectriques bénéficiant d'une contribution d'investissement conformément à la nouvelle loi sur l'énergie soient exemptées de la redevance annuelle pour une période de 10 ans.

Cette proposition semble trop rigide et risque de créer une disparité de traitement entre ces mêmes centrales, car elle prévoit une exemption pour toutes les centrales, indépendamment de l'investissement effectué, de la contribution d'investissement reçue et de la puissance brute totale obtenue, respectivement, en cas d'expansion ou de rénovation de centrales existantes, à la puissance brute additionnelle acquise.

La proposition est problématique, encore une fois, aussi pour les répercussions négatives sur les communes concédantes en raison du non-encaissement de la redevance pour les droits d'eau jusqu'à l'échéance prévue pour la construction et pour les 10 ans suivant la mise en service, et donc à très long terme.

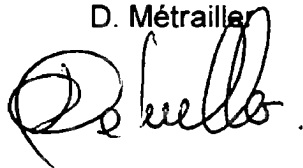
11.

Le Conseil fédéral a profité de la présente révision pour intégrer la législation concernant les compétences relatives aux centrales hydroélectriques de frontière (art. 7 et art. 49, al. 1, dernière période). Du rapport explicatif (point 1.2 à la fin), il ressort que cela n'entraîne aucune modification du droit matériel en vigueur. Il en est pris acte, des observations ponctuelles ne sont pas nécessaires.

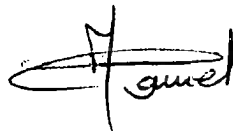
En espérant que les considérations ci-dessus soient prises en compte lors de la révision du projet, recevez, Madame la Présidente de la Confédération, nos sentiments respectueux.

Association des communes
concédantes du Valais

Le Président :
D. Métraille

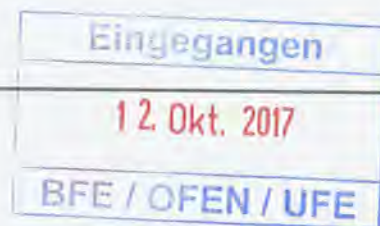


La Secrétaire :
C. Monnet-Roten





Tel. 027 / 971 4620
Fax 027 / 971 4614
E-Mail gemeinde@binn.ch
www.binn.ch



Bundesamt für Energie
Sektion Wasserkraft
3003 Bern

Binn, den 11. Oktober 2017

Entwurf für die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes Stellungnahme

Sehr geehrte Damen und Herren

Zurzeit liegt die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes zur Vernehmlassung auf. Die Gemeinde Binn ist von dieser neuen Regelung, insbesondere in Bezug auf die Senkung des Wasserzinsmaximums stark betroffen. Bereits zum jetzigen Zeitpunkt ist der Wasserzins stark schwankend. Im Jahr 2016 hatten wir bereits über Fr. 100'000.00 weniger Wasserzinseinnahmen als im Vorjahr. Durch die geplante Senkung des Ansatzes von Fr. 110.00 auf Fr. 80.00 würde unserer kleinen, finanzschwachen Berggemeinde mit 140 Einwohnern nochmals über Fr. 100'000.00 an Einnahmen verloren gehen. Dies würde die Existenz unserer Gemeinde gefährden.

Der Wasserzins ist der Preis für die den Konzessionären (Kraftwerksgesellschaften) für 80 Jahre exklusiv überlassene Nutzung der Wasserkraft. Die Pflicht zur Bezahlung des Wasserzinses entsteht mit dem Erwerb der Konzession durch den Konzessionär. Dieses Entgelt für die Einräumung eines Sondervorteils gilt rechtlich als Kausalabgabe.

Der in den Vernehmlassungsunterlagen unterbreitete Vorschlag für die Übergangsregelung lehnt die Gemeinde Binn ab, weil es weder sachlich noch politisch gerechtfertigt ist, das derzeitige Wasserzinsmaximum zu senken. Es kann nicht angehen, dass nun die Wasserkraftkantone für die Fehlentscheide der Politik geradestehen müssen, zumal während Jahrzehnten die Wasserkraftgesellschaften ihre Gewinne nicht am Produktionsstandort versteuert haben, sondern in den Kantonen in denen die Grosskonzerne ihre Sitze haben.

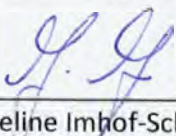
Im Weiteren schliessen wir uns der **Stellungnahme der Regierungskonferenz der Gebirgskantone vom 28. August 2017** an.

Wir bitten um Kenntnisnahme und verbleiben.

Mit freundlichen Grüssen

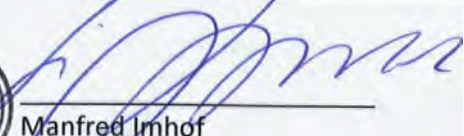
GEMEINDE BINN

Die Gemeindepräsidentin


Jacqueline Imhof-Schmid



Der Gemeindeschreiber


Manfred Imhof



3926 Emd

Telefon 027 952 21 48
Telefax 027 952 21 60
gemeinde@embd.ch

Frau Bundespräsidentin
· Doris Leuthard
Vorsteherin UVEK, Kochergasse 6
3003 Bern
Per E-Mail an revision-wrg@bfe.admin.ch

Staatsrat des Kantons Wallis
Staatskanzlei, Planta 3
1950 Sitten

Embd, 11. Oktober 2017/SL/fl

Stellungnahme der Gemeinde Emd zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020)

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Frau Staatsrätin
Sehr geehrte Herren Staatsräte

Erstmal bedanken wir uns für die Gelegenheit zur Stellungnahme über das oben vermerkte Geschäft.

Der Bundesrat schlägt mit der Revisionsvorlage vor, dass das Wasserzinsmaximum in einer Übergangsperiode in den Jahren 2020 bis 2022 von 110 Fr./kW_{br} auf 80 Fr./kW_{br} gesenkt wird. Für die Zeit nach 2022 soll ein flexibles Modell für den Wasserzins eingeführt werden, bestehend aus einem fixen und einem variablen, marktabhängigen Teil. Die genaue Ausgestaltung dieses flexiblen Modells liegt derzeit nicht vor.

Die Gemeinde Emd lehnt den vorliegenden Revisionsentwurf und somit die Senkung des Wasserzinsmaximums von 110 auf 80 Fr./kW_{br} zum heutigen Zeitpunkt mit Überzeugung ab.

Unsere Anträge:

- **Die Wasserzinsen sollen nicht gesenkt werden.**
- **Die Neuregelung der Wasserzinsen soll zeitlich und inhaltlich mit der parlamentarischen Erarbeitung des neuen Strommarktmodells koordiniert werden.**
- **Die bestehende Wasserzinsregelung ist entsprechend zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.**

- **Der Vorschlag eines flexiblen Wasserzinses ist fallen zu lassen. Wird er trotzdem eingeführt, hat der fixe Teil mindestens der Höhe der bisherigen 110 Fr./ kW_{br} zu entsprechen.**
- **Die hohe Systemdienlichkeit und Werthaltigkeit der Speicherkraftwerke im Rahmen der neuen Strommarktordnung ist angemessen mit zu berücksichtigen und zu entschädigen. Die entsprechenden Anlagen sollen eine solide Finanzierung erhalten, die den Weiterbetrieb garantiert und bestehende Verpflichtungen nicht in Frage stellt.**

Es ist nicht korrekt und nicht fair, wenn heute oft der Anschein erweckt wird, als handle es sich bei den Wasserzinsen um Almosen für das Berggebiet. Die Tatsache, dass der Reingewinn der Strombranche gemäss Bundesstatistik allein in den Jahren 2000 bis 2013 noch ganze 26 Milliarden Franken betrug belegt dies. Und zu guter Letzt auch unverständlich, wenn man weiss, dass die Gebirgskantone gerade in dieser Phase der horrenden Gewinne 13 Jahre lang warten mussten, bis die Wasserzinsen aus dem Jahre 1997 endlich per 2011 angepasst wurden. Hätten die Bergkantone in den letzten 100 Jahren jeweils Marktpreise verrechnen können, wäre ein beträchtlicher Teil der Milliarden aus Wasserkraft im Berggebiet geblieben. Stattdessen blieben sogar die Ertragssteuern 100 Jahre lang grösstenteils bei den Eigentümern in den Nicht-Wasserkraftkantonen im Flachland.

Es wäre deshalb mehr als nur bedenklich, wenn die Gebirgskantone und vor allem die Wasserzinsgemeinden als schwächstes Glied in der Kette, hundert Jahre nach 1916 (Entstehung der Limitierung des Wasserzinses) nun ein weiteres Mal als Opfer hinhalten müssten. Dies, zumal es in der heutigen Krisenzeit für verschiedene Bergregionen um das nackte wirtschaftliche Überleben geht. Es kommt hinzu, dass sich die Strompreise in den letzten 12 Monaten um über 20 % erholt haben und die Stromverkäufer zusätzlich vom massiv erstarkten Euro profitieren können. Grob gerechnet, kann davon ausgegangen werden, dass der in der Schweiz produzierte Strom heute 0.9 Rp/kWh oder insgesamt ca. 500 Millionen Franken mehr wert ist als noch vor einem Jahr.

Dazu kommen die 120 Millionen Franken Subventionen aufgrund der angenommenen Energiestrategie 2050.

Von besonderer Bedeutung ist in diesem Zusammenhang der Bericht der ElCom vom 26. Juni 2017 an die UREK-N. Die ElCom kommt darin grundsätzlich zum gleichen Schluss wie die bisher bekannten Gutachten Enerprice sowie Hanser und Partner, nämlich dass die Wasserkraft immer noch gewinnbringend ist. Sie schreibt ausdrücklich, die bereits mit dem neuen EnG beschlossene Marktprämie reiche daher als Stützungsbeitrag für die Wasserkraft aus. Aus ökonomischer Sicht sei eine weitere zusätzliche Förderung bzw. Stützung der Schweizer Wasserkraft nicht zu begründen (ElCom-Bericht vom 26. Juni 2017, Pt. 3.1, S. 11). Für eine Flexibilisierung und Senkung der Wasserzinsen besteht unter diesen Umständen noch weit weniger Grund als zum Zeitpunkt der Erarbeitung der bundesrätlichen Vorlage. Die in der Vorlage angenommenen Zahlen sind heute nachweisbar überholt und zwar erheblich. Bevor die Höhe der Wasserzinsen in Frage gestellt wird, ist von den Stromkonzernen zudem und endlich diesbezügliche Transparenz zu fordern.

Sollte trotzdem noch Handlungsbedarf angenommen werden, müssten im Sinne der Opfersymmetrie die Eigentümerkantone ihre Verantwortung als Erste wahrnehmen. Sie sind es schliesslich auch, die jahrelang kräftig von den Milliarden Einnahmen der Stromkonzerne profitiert haben. Sie müssen, falls notwendig, ihre Unternehmen sanieren, überbewertete Wasserkraftwerke abschreiben und notfalls Kapital einschiessen. Zu diesem Schluss kommt auch die El-Com in ihrem obgenannten Bericht vom 26. Juni 2017 an die UREK-N.

Die Wasserzinsen machen aktuell rund 550 Mio. Fr. pro Jahr aus. Davon stehen dem Wallis ca. 160 Mio. Fr. zu. Durch die Reduktion des Wasserzinsmaximums auf 80 Fr./kW_{br} hätten die Gebirgskantone einen bedeutenden Einnahmeverlust von jährlich rund 150 Mio. Fr. Unserem Kanton Wallis, zusammen mit den Gemeinden würden ca. 44 Mio. Franken fehlen. Kanton und Gemeinden sind von der Reduktion der Wasserzinsen enorm betroffen. Bei den Standortgemeinden handelt es sich sehr oft um strukturschwache Gemeinden. Diese könnten ohne die Wasserzinseinnahmen in bisheriger Höhe ihr Leistungsniveau zu Gunsten der Bevölkerung nicht aufrechterhalten.

Die Gemeinden würden für die Bevölkerung und Wirtschaft weniger attraktiv, Abwanderungstendenzen würden verstärkt oder müssten mit zusätzlichen Mitteln aus dem kantonalen Finanzausgleich oder anderen Unterstützungsmassnahmen kompensiert werden.

Die vom Bundesrat vorgeschlagene Senkung der Wasserzinsen hätte somit erhebliche negative Auswirkungen auf die Berggebiete und läuft somit den Zielen der föderalen Autonomie der Gebietskörperschaften, der Regionalpolitik und der dezentralen Besiedlung zuwider.

Wie und in welche Richtung sich das neue Strommarktdesign entwickeln wird, ist im Moment völlig unklar. Das neue Marktdesign ist aber ohne Zweifel entscheidend für die zukünftige Preisgestaltung auf dem Strommarkt und hat damit auch Einfluss auf die Diskussion rund um die Wasserzinsen. Dabei werden auch Fragen der Strommarktöffnung in der Schweiz und der Zusammenarbeit mit der Europäischen Union einen entscheidenden Einfluss haben. Die Gemeinde Embd ist deshalb klar der Auffassung, dass die Frage des Wasserzinses erst aufgeworfen werden kann, wenn Klarheit über das neue Strommarktdesign besteht. Damit ist auch gesagt, dass die vom Bundesrat vorgeschlagene Übergangsfrist bis 2022 wohl unrealistisch ist. Es wird angesichts der Komplexität der Fragestellungen und der divergierenden Meinungen über die Ausgestaltung des zukünftigen Strommarktdesigns kaum gelingen, bis 2022 ein neues Strommarktdesign in Kraft zu setzen. **Deshalb beantragen wir, die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern und zwar solange, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.**

Die aktuell schwierige Marktlage für den Absatz von Strom aus Schweizer Produktion ist wesentlich mitversursacht durch die Förderpolitik insbesondere in Deutschland, Frankreich und Italien. Diese gewähren den Produzenten von erneuerbaren Energien mittels Ausschreibungen feste Vergütungen – ein Privileg, das die Schweizer Wasserkraftwerke heute nicht geniessen. Deutschland überschwemmt derzeit den Strommarkt mit Strom aus neuen erneuerbaren Energieträgern wie Wind und Sonne sowie aus Kohle. Erschwerend kommt dazu, dass die Preise für CO₂-Zertifikate nicht den wahren Gegebenheiten entsprechen. Es ist u.a. diese Förderpolitik im benachbarten Ausland, welche derzeit den Strompreis massiv drückt und nicht die Höhe des Wasserzinses, die den Kraftwerken Probleme bereitet.

Mit Gestehungskosten von durchschnittlich unter 5 Rp/kWh ist die Wasserkraft nämlich nach wie vor wettbewerbsfähig. Es wäre deshalb mehr als ungerecht, die Zeche für die

politischen Interventionen in den Strommarkt durch die Berggebiete und deren Bevölkerung tragen zu lassen.

Das Wasser ist eine der wenigen natürlichen Ressourcen der Schweiz. Die aktuelle Bundespolitik, namentlich die neue Regionalpolitik, fordert von den Berggebieten, dass sie unternehmerisch tätig sind und ihre Potenziale bestmöglich nutzen. In dieser Beziehung ist die Wasserkraft eines der wichtigsten Potenziale. Der Wasserzins stellt eine Abgeltung für die Ressourcennutzung, in diesem Fall des Wassers, dar. Der Wasserzins stellt auch eine Art Entschädigung für den Verzicht auf andere Nutzungen des entsprechenden Raumes dar, wie z.B. Landwirtschaft und Tourismus. **Der Wasserzins ist in diesem Sinne kein Marktpreis, der allein von Angebot und Nachfrage gesteuert wird, sondern, wie ausgeführt, ein politisch festgelegtes Entgelt für eine Ressourcennutzung. Eine veränderte Marktsituation darf deshalb auch nicht als Rechtfertigung für eine Senkung des Wasserzinses herbeigezogen werden.**

Der Wasserzins als Abgeltung der Ressourcennutzung kommt direkt und voll den Standortkantonen und Gemeinden zu. Dies im Unterschied zu den Steuererträgen aus der Wasserkraftnutzung. Diese sind abhängig von den Besitzverhältnissen. Die Bergkantone kämpfen seit Jahrzehnten und auf verschiedenen Ebenen für eine faire "**Partnerwerkbesteuerung**", damit wenigstens ein Teil der Ertragssteuern am Produktionsstandort und damit im Berggebiet verbleibt. Den Standortkantonen als Ressourcenlieferanten entgehen substantielle Erträge aus dem Markterlös der Wasserkraft. **Die Eigentümerkantone wussten eine solche faire Besteuerung bis heute zu verhindern. Auch unter diesem Aspekt wäre eine Senkung der seit 100 Jahren ohnehin schon limitierten Wasserzinsen staatspolitisch unverständlich.**

Die Strombranche beklagt seit einigen Jahren systematisch die angeblich hohe Last durch die Wasserzinsen. Dabei verschweigt sie, dass die Wasserzinsen nur einen kleinen Teil der Lasten ausmachen. Beim aktuellen Wasserzinsmaximum von 110 Fr./kW_{br} macht der Wasserzins ca. 1.6 Rp./kWh aus. Der Wasserzins hat dabei durchaus seine Berechtigung und zwar unabhängig von der jeweiligen Marktsituation.

Bei der Beurteilung der Lage der Wasserkraftproduzenten muss berücksichtigt werden, dass deren Handlungsspielraum und Marktpotenzial auch durch andere Bestimmungen in den letzten Jahren erheblich eingeschränkt wurden. So führen u.a. die neuen **Restwasserbestimmungen** aus dem Jahr 1992 zu einer Produktionseinbusse von rund 140 Millionen Franken.

Die Umweltauflagen für **Renaturierungsprojekte** sowie die unendlich sich hinziehenden Bewilligungsverfahren und für den Ausbau von Übertragungsnetzen führen ebenfalls zu erheblichen Kostensteigerungen. **Es ist daher falsch, wenn nun der Wasserzins in Frage gestellt wird und damit die aktuelle Lage der Wasserwirtschaft einzig von den konzedierenden Kantonen und Gemeinden bewältigt werden müsste.**

Die in der Elektrizitätsstatistik erfassten Unternehmen erzielten zwischen 1995 und 2014 gemäss Bundesstatistik einen Gesamtgewinn von 29.3 Mrd. Fr. Dies entspricht einem jährlichen Durchschnitt von 1.465 Mrd. Fr. Die Reserven der Unternehmen sind per Ende 2014 auf 22.5 Mrd. Fr. angestiegen.

Angesichts dieser Zahlen muss die Frage gestellt werden, wo denn eigentlich das Problem liegt. Die Konzerne müssten eigentlich das derzeitige vorübergehende Tief bei den Strompreisen mit eigenen Mitteln kompensieren können. Sicher ist es jedoch falsch, den Bergkantonen und Berg-

gemeinden nun quasi die Schuld zuzuweisen und ihnen eine Reduktion des Wasserzinses zuzumuten, ohne dass die Stromkonzerne selber sich im Sinne der Opfersymmetrie auch mit eigenem Kapital an der Entschuldung teurer Anlagen beteiligen würden.

An dieser Stelle muss nochmals in Erinnerung gerufen werden, dass die grossen Stromkonzerne wie Alpiq und Axpo ihren Hauptsitz im Mittelland haben und die Besteuerung der Unternehmensgewinne in erster Linie dort erfolgt. Falls die grossen Stromkonzerne wirklich in eine finanzielle Schieflage geraten, dann sind sie vermutlich "zu gross um zu scheitern" und es wäre zu erwarten, dass auch die Standortkantone sich an Massnahmen zur Stabilisierung ihrer Konzerne beteiligen.

Wasserrechtskonzessionen werden meistens für die Dauer von mindestens 80 Jahren vergeben. Ökonomisch gute Jahre wechseln mit weniger guten oder gar defizitären Jahren ab. Die Konzessionäre haben wegen der langen Konzessionsdauer genügend Zeit, um sich entsprechend einzustellen und entsprechende Reserven zu bilden. Es ist nicht das erste Mal, dass die Stromkonzerne in einer kurzfristig schlechteren wirtschaftlichen Phase versuchen, die ohnehin schon gesetzlich limitierten Wasserzinsen noch weiter zu senken. In den Neunziger Jahren lief dieser Versuch unter dem Begriff der nicht amortisierbaren Investitionen (NAI). **Die Politik tut gut daran, sich bei derart langfristigen Vertragsverhältnissen nicht einzumischen, sondern den Markt spielen zu lassen.**

Der Bundesrat stellt in den Vernehmlassungsunterlagen auch das Modell eines flexiblen Wasserzinses bestehend aus einem fixen und einem variablen, marktabhängigen Teil zur Diskussion. Obwohl nur "Erkenntnisse zur Akzeptanz" gewonnen werden sollen, ist dieses Vorgehen des Bundesrates doch einigermaßen erstaunlich. Immerhin hat es nämlich der Ständerat am 3.12.2015 abgelehnt, gewisse **Massnahmen zur Flexibilisierung der Wasserzinsen** in den Vordergrund zu stellen und hat den entsprechenden Satz in der Motion sogar gestrichen, um "ergebnisoffen" arbeiten zu können, wie es in der Debatte hiess. Nachdem der Nationalrat dieses Vorgehen am 2.3.2016 diskussionslos bestätigte, wirkt es befremdend, wenn der Bundesrat nun trotzdem dieses Modell zur Diskussion stellt und zwar als einziges. Befremdend umso mehr, als es sich ja um eine Forderung der Stromkonzerne handelt, die sie alle paar Jahre wieder vorbringen. **Das Modell würde, nach 1916 (Entstehung der Limitierung des Wasserzinses) eine noch stärkere Bevormundung und ein noch massiverer Eingriff in die Eigentumsrechte der Bergkantone bedeuten.**

Bevor über eine allfällige Neuregelung der Wasserzinsen gesprochen wird, muss zunächst das zukünftige Strommarktdesign bekannt sein. Zudem müssten dann die genauen Eckwerte des Modells definiert werden. Selbst dann käme aber das Modell fix/flexibel nach Meinung der Gemeinde Embd nur in Frage, wenn der fixe Teil mindestens der Höhe der bisherigen 110 Fr./kW_{br} entsprechen würde.

Schlussfolgerung

- **Die Diskussion um eine allfällige Neuregelung des Wasserzinses kann nicht losgelöst vom künftigen Strommarktdesign geführt werden. Solange das neue Marktdesign noch nicht bekannt ist, muss die bisherige Wasserzinsregelung beibehalten und der bisherige Wasserzins von 110 Fr./kW_{br} unverändert auf bisherigem Niveau weitergeführt werden.**

- Die Berggebiete ganz allgemein, aber insbesondere die am schwersten betroffenen Konzessionsgemeinden sind keinesfalls bereit, alleine die Zeche für eine verfehlte Strommarktpolitik in der Schweiz und im benachbarten Ausland sowie für unternehmerische Fehlentscheide zu bezahlen.
- Würde eine unhaltbare, länger andauernde defizitäre Wasserkraft lückenlos nachgewiesen, müsste bei notwendig werdenden Unterstützungsmassnahmen eine Opfersymmetrie Platz greifen. Die aktuelle Marktsituation ist jedenfalls keine zulässige Begründung für einseitige Korrekturmassnahmen beim Wasserzins auf dem Buckel der Berggebietskantone und Berggemeinden.
- Zudem haben sich die Strompreise in den letzten 12 Monaten um über 20 % erhöht und die Stromverkäufer auf dem freien Markt können zusätzlich vom massiv erstarkten Euro profitieren. Von einer generell defizitären Wasserkraft kann heute ohnehin keine Rede sein. Bevor die Höhe der Wasserzinsen in Frage gestellt wird, ist auch von den Stromkonzernen endlich diesbezügliche Transparenz zu fordern.

Die Gemeinde Embd ist aber zum jetzigen Zeitpunkt nicht bereit, eine Wasserzinsreduktion zu akzeptieren.

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit zur Stellungnahme und bitten Sie, die berechtigten Interessen der Gemeinde Embd, der Berggemeinden und der Gebirgskantone zu berücksichtigen.

Freundliche Grüsse

GEMEINDEVERWALTUNG EMBD
Der Präsident: Der Schreiber:

St. Lorenz Felengen





Leuk
GEMEINDE

Eidgenössisches Departement für Umwelt,
Verkehr, Energie und Kommunikation
Bundespräsidentin Doris Leuthard
Kochergasse 6
3003 Bern

GS / UVEK

18. OKT. 2017

Nr.

Entwurf für die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes - Stellungnahme

11. Oktober 2017

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin Leuthard

Da die vom Bund vorgesehene Reduktion des Wasserzinsmaximums für die Städte und Gemeinden unseres Kantons nicht tragbar ist, unterstützt die Gemeinde Leuk uneingeschränkt die Stellungnahmen der Regierungskonferenz der Gebirgskantone vom 28. August 2017, vom Verband der Walliser Gemeinden vom 14. September 2017 und der Vereinigung der Walliser Städte vom 10. Oktober 2017.

Wir sind zuversichtlich, sehr geehrte Frau Bundespräsidentin, auf Ihre Unterstützung zählen zu können und danken Ihnen dafür.

Freundliche Grüsse

Gemeinde Leuk

Martin Lötscher
Präsident

Urs Mathieu
Schreiber



GS / UVEK
12. OKT. 2017
Nr.

Schweizerische Eidgenossenschaft
Frau Doris Leuthard
Bundespräsidentin
Vorsteherin UVEK
Kochergasse 6
3003 Bern

Naters, 11. Oktober 2017

Nr. 2016-7594 / CHANTAL.FUHRER

Entwurf für die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Der Bundesrat hat im Juni 2017 das Vernehmlassungsverfahren betreffend die Revision des Wasserrechtsgesetzes eröffnet. Die Vernehmlassungsfrist dauert noch bis zum 13. Oktober 2017. Der Gemeinderat von Naters hat diese Unterlagen ebenfalls eingehend geprüft und nimmt dazu wie folgt Stellung:

Der Entwurf für die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes sieht unter anderem während einer Übergangsfrist von 2020 bis 2022 eine generelle Reduktion des Wasserzinses von derzeit 110 Franken auf 80 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung vor. Diese Reduktion ist für die Gemeinde Naters nicht akzeptabel. Neben den Einnahmen aus den Steuern für natürliche Personen sind die Wasserzinse die wichtigste Einnahmequelle der Gemeinde Naters, die auf dem heutigen Niveau beibehalten werden muss, damit die vielfältige und kostenintensive Erhaltung der Infrastruktur und die öffentliche Dienstleistungserbringung auf unserem Gemeindegebiet, welches von 675 m ü. M. bis auf 4195 m ü. M. reicht, gewährt werden kann. Der Verlust der Einnahmen aus den Wasserzinsen in dieser Höhe müsste wohl mit zusätzlichen Mitteln aus dem kantonalen Finanzausgleich oder mit anderen Unterstützungsmassnahmen kompensiert werden. Die ohnehin schon erschwerten Bedingungen für die Berggebiete würden mit der Senkung der Wasserzinse dramatisch verschärft.

Im Übrigen unterstützen wir die Stellungnahme der Regierungskonferenz der Gebirgskantone vom 28. August 2017 sowie die Stellungnahme des Verbandes der Walliser Gemeinden vom 14. September 2017 vollumfänglich.

Wir danken für die Möglichkeit zur Stellungnahme und bitten Sie, die berechtigten Interessen der Gemeinde Naters aber auch der übrigen Walliser Gemeinden zu berücksichtigen.

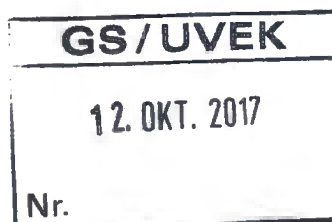
Freundliche Grüsse aus Naters

Gemeindeverwaltung Naters


Franz Ruppen
Gemeindepräsident und Nationalrat


Bruno Escher
Gemeindeschreiber

Frau Bundespräsidentin
Doris Leuthard
Vorsteherin UVEK
Kochergasse 6
3003 Bern



Obergoms, 11. Oktober 2017

Entwurf für die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes – Stellungnahme

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Der Bundesrat hat im Juni 2017 das Vernehmlassungsverfahren betreffend die Revision des Wasserrechtsgesetzes eröffnet. Wir haben die Unterlagen geprüft und nehmen wie folgt Stellung:

Der Entwurf für die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes sieht unter anderem während der Übergangszeit von 2020 bis 2022 eine generelle Reduktion des Wasserzinsmaximums von derzeit CHF 110 auf CHF 80 pro Kilowatt Bruttoleistung vor. Diese Reduktion ist weder sachlich noch politisch gerechtfertigt und wir lehnen diese entschieden ab. Auch dass die vorgeschlagene Senkung «als vorbereitende Anpassung vor einer langfristigen Lösung zu sehen ist» können wir nicht akzeptieren.

Die aktuelle schwierige Marktlage für den Absatz von Strom aus Schweizer Produktion ist wesentlich mitverursacht durch verfehlte Förderpolitik im Ausland. Der Wasserzins gehört nicht zu den Ursachen dieser Entwicklungen. Deshalb ist es im Zusammenhang mit der Ursachenbekämpfung auch falsch, beim Wasserzins ansetzen zu wollen. Damit würden nämlich alleine die Wasserkraftkantone den Preis für den Ausgleich der Marktverzerrungen bezahlen.

Für die Gebirgskantone zusammen hätte die Reduktion der Wasserzinsen einen bedeutenden Einnahmenverlust von jährlich 106 Mio. Franken zur Folge, davon 44 Mio. Franken allein für den Kanton Wallis und die Walliser Gemeinden. Darüber hinaus steuern in einigen Walliser Gemeinden die Wasserzinsen einen Anteil von bis zu 40% an den Gesamteinnahmen bei.

Bei den Standortgemeinden handelt es sich sehr oft um strukturschwache Gemeinden. Diese könnten ohne die Wasserzinseinnahmen ihr Leistungsniveau zu Gunsten der Bevölkerung nicht aufrechterhalten.

Die Gemeinden würden für die Bevölkerung und Wirtschaft weniger attraktiv, Abwanderungstendenzen würden verstärkt oder müssten mit zusätzlichen Mitteln aus dem kantonalen Finanzausgleich oder anderen Unterstützungsmassnahmen kompensiert werden. Die vom Bundesrat vorgeschlagene Senkung der Wasserzinsen hätte somit erhebliche negative Auswirkungen auf die Berggebiete. Von der Reduktion der Wasserzinsen wären aber alle Walliser Gemeinden direkt oder indirekt betroffen, da sich Einnahmeverluste auch im Rahmen des interkommunalen Finanzausgleichs niederschlagen.

Im übrigen unterstützen wir die Stellungnahmen der Regierungskonferenz der Gebirgskantone vom 28. August 2017 sowie des Verbandes Walliser Gemeinden vom 14. September 2017 vollumfänglich.

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit zur Stellungnahme und wir ersuchen den Bundesrat unseren Argumenten bei der Überarbeitung der Vorlage ernsthafte Beachtung zu schenken.

Freundliche Grüsse

Der Präsident:



Christian Imsand

Der Schreiber:



Daniel Biderbost



Talstrasse 5C
7107 Safien Platz

gemeinde@safiental.ch
www.safiental.ch

Tel. 081 647 12 70

GS/UVEK

12. OKT. 2017

Nr.

Frau Bundespräsidentin
Doris Leuthard
Vorsteherin UVEK
Kochergasse 6
3003 Bern

Safien Platz, 11. Oktober 2017

Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes / Stellungnahme

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Sie haben uns mit Schreiben vom 22. Juni 2017 die Möglichkeit gewährt, uns zum Entwurf für die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes (insbesondere neues Wasserzinsmaximum ab 1. Januar 2020) vernehmen zu lassen. Wir bedanken uns dafür und nehmen gerne wie folgt Stellung:

Die Gemeinde Safiental ist zu einem grossen Teil abhängig von den Wasserzinsen. Wir erachten die Wasserzinsen als Abgeltung für das Recht das Wasser zu nutzen und dafür auf andere Nutzungsmöglichkeiten zu verzichten.

Wir verstehen in keiner Weise, auf welcher Faktenbasis die Wasserzinsen als Übergangslösung gesenkt werden sollen. Deshalb fordern wir die Beibehaltung der Wasserzinshöhe bis zur Ablösung durch das neue Marktmodell. Sich ohne fundierte Zahlen und aufgrund von klagenden Elektrizitätsgesellschaften, im Wissen der fehlenden Transparenz, auf eine Senkung einzulassen, erachten wir als unhaltbar.

Vollständige Datentransparenz im Bezug auf die Wasserkraft ist für ein neues Marktmodell unabdingbar und bildet aus unserer Sicht den Grundstein für ein neues Modell, welches anschliessend näher an den Markt geführt werden kann.

Die Gemeinde Safiental ist überzeugt, dass eine Senkung der Wasserzinsen langfristig negative Folgen für die Wasserkraft haben wird. Denke man nur beispielsweise an einen Heimfall bestehender Werke. Aus unserer Sicht ist das in keiner Art und Weise mit der Energiestrategie 2050 zu vereinen. Wir sind überzeugt, dass die Wasserkraft auch in Zukunft rentabel zu betreiben ist und gemäss unseren Quellen auch heute zu einem grossen Teil ist.

Im Betrachtungszeitraum 2000 bis 2015 hat die Elektrizitätsbranche als Ganzes mit der Wasserkraft Gewinne geschrieben, unabhängig von den auch in früheren Phasen bereits tiefen Marktpreisen und dem bestehenden Wasserzinssystem. Diese Gewinne variierten zwischen einem und vier Rappen pro Kilowattstunde für den Schweizer Markt und den Aussenhandel, wobei sie in den letzten Jahren tendenziell gesunken sind. Darin nicht berücksichtigt sind

Zuschläge für die höhere Wertigkeit der Wasserkraft und die Systemdienstleistungen. Auch für die kommenden Jahre dürfte sich – sofern der Markt nicht vollständig geöffnet wird – an der Ertragslage wenig ändern. Der Grossteil der Gewinne entfällt auf den Schweizer Markt, d.h. sie wurden dadurch erwirtschaftet, dass die gemäss StromVG an Verteilnetzbetreiber gebundenen Konsumenten Elektrizitätspreise bezahlt haben, welche deutlich über den Produktionskosten der analysierten Partnerwerke lagen. Sofern die Teilliberalisierung des Schweizer Elektrizitätsmarkts aufrechterhalten wird, ist nicht davon auszugehen, dass die Gewinne in diesem Geschäftsfeld deutlich abnehmen. Zunehmende Schwierigkeiten bei anhaltend tiefen Marktpreisen haben vor allem diejenigen EVU zu erwarten, welche über wesentliche Anteile an Eigenproduktion ohne entsprechende Kunden im gebundenen Markt verfügen. Dies ist zwar eine klare Minderheit aller Unternehmen, es handelt sich dabei aber um sehr grosse Unternehmen.

Aus Sicht der Gemeinde Safiental nicht nachvollziehbar ist weiter, dass bei Neuinvestitionen in die Wasserkraft mit Fördergeld des Bundes die Kantone und Gemeinden 10 Jahre lang auf die Wasserzinsen verzichten sollen.

Eine reduzierte Motivation der Kantone und der Gemeinden, solche Projekte zu unterstützen, wird die ohne hin schon sehr aufwendigen Verfahren nicht vereinfachen und kommt aus unserer Sicht einem Investitionstop in die Wasserkraft gleich. Das ist wohl auch nicht Ziel der Energiestrategie 2050.

Gestützt auf die vorstehenden Erwägungen beantragen wir die derzeitige Wasserzinsregelung bis zum Inkrafttreten des marktnahen Modells gemäss Art. 30 Abs. 5 nEnG zu verlängern:

ANTRAG:

Änderung von Art. 49 Abs. 1, erster Satz:

¹ Der Wasserzins darf **bis zum Inkrafttreten des marktnahen Modells gemäss Artikel 30 Absatz 5 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG)** jährlich 110 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung nicht übersteigen. (...)

Änderung von Art. 49 Abs. 1^{bis}.
Aufheben.

Wir hoffen, dass die Anliegen von uns berücksichtigt werden und somit zu einer tragbaren Lösung auch für das Safiental beitragen.


Wir danken Ihnen nochmals für die Möglichkeit zur Stellungnahme und ersuchen den Bundesrat unseren Argumenten bei der Überarbeitung der Vorlage ernsthafte Beachtung zu schenken.

Freundliche Grüsse

GEMEINDE SAFIENTAL

Gemeindepräsident:

Departement Versorgung:



Thomas Buchli



Alexander Messmer



Gemeinde Stalden
Märtplatz 7
3922 Stalden

gemeinde@stalden.ch
027 953 15 20

Frau Bundespräsidentin Doris Leuthard
Vorsteherin UVEK, Kochergasse 6
3003 Bern
Per E-Mail an revision-wrg@bfe.admin.ch

An den Staatsrat des Kantons Wallis
Staatskanzlei, Planta 3
1950 Sitten

11. Oktober 2017 / sn

Stellungnahme der Region Stalden zur Revision des Wasserrechtsgesetzes (Wasserzinsregelung ab 2020)

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Frau Staatsrätin
Sehr geehrte Herren Staatsräte

Erstmal bedanken wir uns für die Gelegenheit zur Stellungnahme über das oben vermerkte Geschäft.

Der Bundesrat schlägt mit der Revisionsvorlage vor, dass das Wasserzinsmaximum in einer Übergangsperiode in den Jahren 2020 bis 2022 von 110 Fr./kW_{br} auf 80 Fr./kW_{br} gesenkt wird. Für die Zeit nach 2022 soll ein flexibles Modell für den Wasserzins eingeführt werden, bestehend aus einem fixen und einem variablen, marktabhängigen Teil. Die genaue Ausgestaltung dieses flexiblen Modells liegt derzeit nicht vor.

Die Region Stalden lehnt den vorliegenden Revisionsentwurf und somit die Senkung des Wasserzinsmaximums von 110 auf 80 Fr./kW_{br} zum heutigen Zeitpunkt mit Überzeugung ab.

Unsere Anträge:

- **Die Wasserzinsen sollen nicht gesenkt werden.**



Gemeinde Stalden
Märtplatz 7
3922 Stalden

gemeinde@stalden.ch
027 953 15 20

- **Die Neuregelung der Wasserzinsen soll zeitlich und inhaltlich mit der parlamentarischen Erarbeitung des neuen Strommarktmodells koordiniert werden.**
- **Die bestehende Wasserzinsregelung ist entsprechend zu verlängern, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.**
- **Der Vorschlag eines flexiblen Wasserzinses ist fallen zu lassen. Wird er trotzdem eingeführt, hat der fixe Teil mindestens der Höhe der bisherigen 110 Fr./ kW_{br} zu entsprechen.**
- **Die hohe Systemdienlichkeit und Werthaltigkeit der Speicherkraftwerke im Rahmen der neuen Strommarktordnung ist angemessen mit zu berücksichtigen und zu entschädigen. Die entsprechenden Anlagen sollen eine solide Finanzierung erhalten, die den Weiterbetrieb garantiert und bestehende Verpflichtungen nicht in Frage stellt.**

Es ist nicht korrekt und nicht fair, wenn heute oft der Anschein erweckt wird, als handle es sich bei den Wasserzinsen um Almosen für das Berggebiet. Die Tatsache, dass der Reingewinn der Strombranche gemäss Bundesstatistik allein in den Jahren 2000 bis 2013 noch ganze 26 Milliarden Franken betrug belegt dies. Und zu guter Letzt auch unverständlich, wenn man weiss, dass die Gebirgskantone gerade in dieser Phase der horrenden Gewinne 13 Jahre lang warten mussten, bis die Wasserzinsen aus dem Jahre 1997 endlich per 2011 angepasst wurden. Hätten die Bergkantone in den letzten 100 Jahren jeweils Marktpreise verrechnen können, wäre ein beträchtlicher Teil der Milliarden aus Wasserkraft im Berggebiet geblieben. Stattdessen blieben sogar die Ertragssteuern 100 Jahre lang grösstenteils bei den Eigentümern in den Nicht-Wasserkraftkantonen im Flachland.

Es wäre deshalb mehr als nur bedenklich, wenn die Gebirgskantone und vor allem die Wasserzinsgemeinden als schwächstes Glied in der Kette, hundert Jahre nach 1916 (Entstehung der Limitierung des Wasserzinses) nun ein weiteres Mal als Opfer hinhalten müssten. Dies, zumal es in der heutigen Krisenzeit für verschiedene Bergregionen um das nackte wirtschaftliche Überleben geht. Es kommt hinzu, dass sich die Strompreise in den letzten 12 Monaten um über 20 % erholt haben und die Stromverkäufer zusätzlich vom massiv erstarkten Euro profitieren können. Grob gerechnet, kann davon ausgegangen werden, dass der in der Schweiz produzierte Strom heute 0.9 Rp/kWh oder insgesamt ca. 500 Millionen Franken mehr wert ist als noch vor einem Jahr.



Gemeinde Stalden
Märtplatz 7
3922 Stalden

gemeinde@stalden.ch
027 953 15 20

Dazu kommen die 120 Millionen Franken Subventionen aufgrund der angenommenen Energiestrategie 2050.

Von besonderer Bedeutung ist in diesem Zusammenhang der Bericht der ElCom vom 26. Juni 2017 an die UREK-N. Die ElCom kommt darin grundsätzlich zum gleichen Schluss wie die bisher bekannten Gutachten Enerprice sowie Hanser und Partner, nämlich dass die Wasserkraft immer noch gewinnbringend ist. Sie schreibt ausdrücklich, die bereits mit dem neuen EnG beschlossene Marktprämie reiche daher als Stützungsbeitrag für die Wasserkraft aus. Aus ökonomischer Sicht sei eine weitere zusätzliche Förderung bzw. Stützung der Schweizer Wasserkraft nicht zu begründen (ElCom-Bericht vom 26. Juni 2017, Pt. 3.1, S. 11). Für eine Flexibilisierung und Senkung der Wasserzinsen besteht unter diesen Umständen noch weit weniger Grund als zum Zeitpunkt der Erarbeitung der bundesrätlichen Vorlage. Die in der Vorlage angenommenen Zahlen sind heute nachweisbar überholt und zwar erheblich. Bevor die Höhe der Wasserzinsen in Frage gestellt wird, ist von den Stromkonzernen zudem und endlich diesbezügliche Transparenz zu fordern.

Sollte trotzdem noch Handlungsbedarf angenommen werden, müssten im Sinne der Opfersymmetrie die Eigentümerkantone ihre Verantwortung als Erste wahrnehmen. Sie sind es schliesslich auch, die jahrelang kräftig von den Milliarden Einnahmen der Stromkonzerne profitiert haben. Sie müssen, falls notwendig, ihre Unternehmen sanieren, überbewertete Wasserkraftwerke abschreiben und notfalls Kapital einschiessen. Zu diesem Schluss kommt auch die ElCom in ihrem obgenannten Bericht vom 26. Juni 2017 an die UREK-N.

Die Wasserzinsen machen aktuell rund 550 Mio. Fr. pro Jahr aus. Davon stehen dem Wallis ca. 160 Mio. Fr. zu. Durch die Reduktion des Wasserzinsmaximums auf 80 Fr./kW_{br} hätten die Gebirgskantone einen bedeutenden Einnahmeverlust von jährlich rund 150 Mio. Fr. Unserem Kanton Wallis, zusammen mit den Gemeinden würden ca. 44 Mio. Franken fehlen. Kanton und Gemeinden sind von der Reduktion der Wasserzinsen enorm betroffen. Bei den Standortgemeinden handelt es sich sehr oft um strukturschwache Gemeinden. Diese könnten ohne die Wasserzinseinnahmen in bisheriger Höhe ihr Leistungsniveau zu Gunsten der Bevölkerung nicht aufrechterhalten.

Die Gemeinden würden für die Bevölkerung und Wirtschaft weniger attraktiv, Abwanderungstendenzen würden verstärkt oder müssten mit zusätzlichen Mitteln aus dem kantonalen Finanzausgleich oder anderen Unterstützungsmassnahmen kompensiert werden.



Gemeinde Stalden
Märtplatz 7
3922 Stalden

gemeinde@stalden.ch
027 953 15 20

Die vom Bundesrat vorgeschlagene Senkung der Wasserzinsen hätte somit erhebliche negative Auswirkungen auf die Berggebiete und läuft somit den Zielen der föderalen Autonomie der Gebietskörperschaften, der Regionalpolitik und der dezentralen Besiedlung zuwider.

Wie und in welche Richtung sich das neue Strommarktdesign entwickeln wird, ist im Moment völlig unklar. Das neue Marktdesign ist aber ohne Zweifel entscheidend für die zukünftige Preisgestaltung auf dem Strommarkt und hat damit auch Einfluss auf die Diskussion rund um die Wasserzinsen. Dabei werden auch Fragen der Strommarktöffnung in der Schweiz und der Zusammenarbeit mit der Europäischen Union einen entscheidenden Einfluss haben. Die Region Stalden ist deshalb klar der Auffassung, dass die Frage des Wasserzinses erst aufgeworfen werden kann, wenn Klarheit über das neue Strommarktdesign besteht. Damit ist auch gesagt, dass die vom Bundesrat vorgeschlagene Übergangsfrist bis 2022 wohl unrealistisch ist. Es wird angesichts der Komplexität der Fragestellungen und der divergierenden Meinungen über die Ausgestaltung des zukünftigen Strommarktdesigns kaum gelingen, bis 2022 ein neues Strommarktdesign in Kraft zu setzen. **Deshalb beantragen wir, die bestehende Wasserzinsregelung zu verlängern und zwar solange, bis das neue Strommarktmodell in Kraft tritt.**

Die aktuell schwierige Marktlage für den Absatz von Strom aus Schweizer Produktion ist wesentlich mitversursacht durch die Förderpolitik insbesondere in Deutschland, Frankreich und Italien. Diese gewähren den Produzenten von erneuerbaren Energien mittels Ausschreibungen feste Vergütungen – ein Privileg, das die Schweizer Wasserkraftwerke heute nicht genießen.

Deutschland überschwemmt derzeit den Strommarkt mit Strom aus neuen erneuerbaren Energieträgern wie Wind und Sonne sowie aus Kohle. Erschwerend kommt dazu, dass die Preise für CO₂-Zertifikate nicht den wahren Gegebenheiten entsprechen. Es ist u.a. diese Förderpolitik im benachbarten Ausland, welche derzeit den Strompreis massiv drückt und nicht die Höhe des Wasserzinses, die den Kraftwerken Probleme bereitet.

Mit Gestehungskosten von durchschnittlich unter 5 Rp/kWh ist die Wasserkraft nämlich nach wie vor wettbewerbsfähig. Es wäre deshalb mehr als ungerecht, die Zeche für die politischen Interventionen in den Strommarkt durch die Berggebiete und deren Bevölkerung tragen zu lassen.

Das Wasser ist eine der wenigen natürlichen Ressourcen der Schweiz. Die aktuelle Bundespolitik, namentlich die neue Regionalpolitik, fordert von den Berggebieten, dass sie unternehmerisch tätig sind und ihre Potenziale bestmöglich nutzen.



Gemeinde Stalden
Märtplatz 7
3922 Stalden

gemeinde@stalden.ch
027 953 15 20

In dieser Beziehung ist die Wasserkraft eines der wichtigsten Potenziale. Der Wasserzins stellt eine Abgeltung für die Ressourcennutzung, in diesem Fall des Wassers, dar. Der Wasserzins stellt auch eine Art Entschädigung für den Verzicht auf andere Nutzungen des entsprechenden Raumes dar, wie z.B. Landwirtschaft und Tourismus. **Der Wasserzins ist in diesem Sinne kein Marktpreis, der allein von Angebot und Nachfrage gesteuert wird, sondern, wie ausgeführt, ein politisch festgelegtes Entgelt für eine Ressourcennutzung. Eine veränderte Marktsituation darf deshalb auch nicht als Rechtfertigung für eine Senkung des Wasserzinses herbeigezogen werden.**

Der Wasserzins als Abgeltung der Ressourcennutzung kommt direkt und voll den Standortkantonen und Gemeinden zu. Dies im Unterschied zu den Steuererträgen aus der Wasserkraftnutzung. Diese sind abhängig von den Besitzverhältnissen. Die Bergkantone kämpfen seit Jahrzehnten und auf verschiedenen Ebenen für eine faire **"Partnerwerkbesteuerung"**, damit wenigstens ein Teil der Ertragssteuern am Produktionsstandort und damit im Berggebiet verbleibt. Den Standortkantonen als Ressourcenlieferanten entgehen substantielle Erträge aus dem Markterlös der Wasserkraft. **Die Eigentümerkantone wussten eine solche faire Besteuerung bis heute zu verhindern. Auch unter diesem Aspekt wäre eine Senkung der seit 100 Jahren ohnehin schon limitierten Wasserzinsen staatspolitisch unverständlich.**

Die Strombranche beklagt seit einigen Jahren systematisch die angeblich hohe Last durch die Wasserzinsen. Dabei verschweigt sie, dass die Wasserzinsen nur einen kleinen Teil der Lasten ausmachen. Beim aktuellen Wasserzinsmaximum von 110 Fr./kW_{br} macht der Wasserzins ca. 1.6 Rp./ kWh aus. Der Wasserzins hat dabei durchaus seine Berechtigung und zwar unabhängig von der jeweiligen Marktsituation.

Bei der Beurteilung der Lage der Wasserkraftproduzenten muss berücksichtigt werden, dass deren Handlungsspielraum und Marktpotenzial auch durch andere Bestimmungen in den letzten Jahren erheblich eingeschränkt wurden. So führen u.a. die neuen **Restwasserbestimmungen** aus dem Jahr 1992 zu einer Produktionseinbusse von rund 140 Millionen Franken.

Die Umweltauflagen für **Renaturierungsprojekte** sowie die unendlich sich hinziehenden Bewilligungsverfahren und für den Ausbau von Übertragungsnetzen führen ebenfalls zu erheblichen Kostensteigerungen. **Es ist daher falsch, wenn nun der Wasserzins in Frage gestellt wird und damit die aktuelle Lage der Wasserwirtschaft einzig von den konzедierenden Kantonen und Gemeinden bewältigt werden müsste.**



Gemeinde Stalden
Märtplatz 7
3922 Stalden

gemeinde@stalden.ch
027 953 15 20

Die in der Elektrizitätsstatistik erfassten Unternehmen erzielten zwischen 1995 und 2014 gemäss Bundesstatistik einen Gesamtgewinn von 29.3 Mrd. Fr. Dies entspricht einem jährlichen Durchschnitt von 1.465 Mrd. Fr. Die Reserven der Unternehmen sind per Ende 2014 auf 22.5 Mrd. Fr. angestiegen.

Angesichts dieser Zahlen muss die Frage gestellt werden, wo denn eigentlich das Problem liegt. Die Konzerne müssten eigentlich das derzeitige vorübergehende Tief bei den Strompreisen mit eigenen Mitteln kompensieren können. Sicher ist es jedoch falsch, den Bergkantonen und Berggemeinden nun quasi die Schuld zuzuweisen und ihnen eine Reduktion des Wasserzinses zuzumuten, ohne dass die Stromkonzerne selber sich im Sinne der Opfersymmetrie auch mit eigenem Kapital an der Entschuldung teurer Anlagen beteiligen würden.

An dieser Stelle muss nochmals in Erinnerung gerufen werden, dass die grossen Stromkonzerne wie Alpiq und Axpo ihren Hauptsitz im Mittelland haben und die Besteuerung der Unternehmensgewinne in erster Linie dort erfolgt. Falls die grossen Stromkonzerne wirklich in eine finanzielle Schieflage geraten, dann sind sie vermutlich "zu gross um zu scheitern" und es wäre zu erwarten, dass auch die Standortkantone sich an Massnahmen zur Stabilisierung ihrer Konzerne beteiligen.

Wasserrechtskonzessionen werden meistens für die Dauer von mindestens 80 Jahren vergeben. Ökonomisch gute Jahre wechseln mit weniger guten oder gar defizitären Jahren ab. Die Konzessionäre haben wegen der langen Konzessionsdauer genügend Zeit, um sich entsprechend einzustellen und entsprechende Reserven zu bilden. Es ist nicht das erste Mal, dass die Stromkonzerne in einer kurzfristig schlechteren wirtschaftlichen Phase versuchen, die ohnehin schon gesetzlich limitierten Wasserzinsen noch weiter zu senken. In den Neunziger Jahren lief dieser Versuch unter dem Begriff der nicht amortisierbaren Investitionen (NAI). **Die Politik tut gut daran, sich bei derart langfristigen Vertragsverhältnissen nicht einzumischen, sondern den Markt spielen zu lassen.**

Der Bundesrat stellt in den Vernehmlassungsunterlagen auch das Modell eines flexiblen Wasserzinses bestehend aus einem fixen und einem variablen, marktabhängigen Teil zur Diskussion. Obwohl nur "Erkenntnisse zur Akzeptanz" gewonnen werden sollen, ist dieses Vorgehen des Bundesrates doch einigermaßen erstaunlich. Immerhin hat es nämlich der Ständerat am 3.12.2015 abgelehnt, gewisse **Massnahmen zur Flexibilisierung der Wasserzinsen** in den Vordergrund zu stellen und hat den entsprechenden Satz in der Motion sogar gestrichen, um "ergebnisoffen" arbeiten zu können, wie es in der Debatte hiess. Nachdem der Nationalrat dieses Vorgehen am 2.3.2016 diskussionslos bestätigte, wirkt es



Gemeinde Stalden
Märtplatz 7
3922 Stalden

gemeinde@stalden.ch
027 953 15 20

befremdend, wenn der Bundesrat nun trotzdem dieses Modell zur Diskussion stellt und zwar als einziges. Befremdend umso mehr, als es sich ja um eine Forderung der Stromkonzerne handelt, die sie alle paar Jahre wieder vorbringen. **Das Modell würde, nach 1916 (Entstehung der Limitierung des Wasserzinses) eine noch stärkere Bevormundung und ein noch massiverer Eingriff in die Eigentumsrechte der Bergkantone bedeuten.**

Bevor über eine allfällige Neuregelung der Wasserzinsen gesprochen wird, muss zunächst das zukünftige Strommarktdesign bekannt sein. Zudem müssten dann die genauen Eckwerte des Modells definiert werden. Selbst dann käme aber das Modell fix/flexibel nach Meinung der Region Stalden nur in Frage, wenn der fixe Teil mindestens der Höhe der bisherigen 110 Fr./kW_{br} entsprechen würde.

Schlussfolgerung

- **Die Diskussion um eine allfällige Neuregelung des Wasserzinses kann nicht losgelöst vom künftigen Strommarktdesign geführt werden. Solange das neue Marktdesign noch nicht bekannt ist, muss die bisherige Wasserzinsregelung beibehalten und der bisherige Wasserzins von 110 Fr./kW_{br} unverändert auf bisherigem Niveau weitergeführt werden.**
- **Die Berggebiete ganz allgemein, aber insbesondere die am schwersten betroffenen Konzessionsgemeinden sind keinesfalls bereit, alleine die Zeche für eine verfehlte Strommarktpolitik in der Schweiz und im benachbarten Ausland sowie für unternehmerische Fehlentscheide zu bezahlen.**
- **Würde eine unhaltbare, länger andauernde defizitäre Wasserkraft lückenlos nachgewiesen, müsste bei notwendig werdenden Unterstützungsmassnahmen eine Opfersymmetrie Platz greifen. Die aktuelle Marktsituation ist jedenfalls keine zulässige Begründung für einseitige Korrekturmassnahmen beim Wasserzins auf dem Buckel der Berggebietskantone und Berggemeinden.**
- **Zudem haben sich die Strompreise in den letzten 12 Monaten um über 20 % erholt und die Stromverkäufer auf dem freien Markt können zusätzlich vom massiv erstarkten Euro profitieren. Von einer generell defizitären Wasserkraft kann heute ohnehin keine Rede sein. Bevor die Höhe der Wasserzinsen in Frage gestellt wird, ist auch von den Stromkonzernen endlich diesbezügliche Transparenz zu fordern.**



Gemeinde Stalden
Märtplatz 7
3922 Stalden

gemeinde@stalden.ch
027 953 15 20

Die Region Stalden ist aber zum jetzigen Zeitpunkt nicht bereit, eine Wasserzinsreduktion zu akzeptieren.

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit zur Stellungnahme und bitten Sie, die berechtigten Interessen der Region Stalden, der Berggemeinden und der Gebirgskantone zu berücksichtigen.

Freundliche Grüsse



Egon Furrer, Gemeindepräsident Stalden VS

Jürgen Brigger, Gemeindepräsident Staldenried VS

Urs Juon, Gemeindepräsident Töbel VS

Stefan Lorenz, Gemeindepräsident Embd VS

Urban Andenmatten, Gemeindepräsident Eisten VS

Madame la Présidente de la Confédération
Doris Leuthard
Directrice DATEC
Kochergasse 6
3003 Berne

MA/TF

Ayent, le 12 octobre 2017

Prise de position sur l'avant-projet concernant la révision partielle de la Loi fédérale du 22 décembre 1916 sur l'utilisation des forces hydrauliques (LFH, SR 721.80)

Madame la Présidente de la Confédération,
Mesdames, Messieurs,

Nous vous remercions de l'occasion qui nous est offerte de nous exprimer sur l'avant-projet concernant la révision partielle de la loi sur les forces hydrauliques. Sur la base de la documentation reçue, nous exprimons les considérations suivantes.

A. Le projet en résumé

Les dispositions fédérales en matière d'utilisation des forces hydrauliques en vigueur expireront à la fin 2019. D'ici 2019, le Conseil fédéral doit en outre soumettre au Parlement la conception d'un nouveau modèle de marché électrique plus conforme au marché réel (art. 30 al. 5 LEné).

Le Conseil fédéral a élaboré une législation en matière de redevances d'eau pour la période postérieure au 1^{er} janvier 2020, en proposant un règlement transitoire pour les années 2020-2022.

La proposition prévoit, en tant que variante principale, la réduction du taux maximal de la redevance annuelle des CHF 110/kWh_{th} actuels à CHF 80/kWh_{th} (art. 49 al. 1 et 1bis). Alternativement, pendant une période transitoire, le Conseil fédéral envisage d'appliquer la réduction uniquement aux centrales vraiment déficitaires.



COMMUNE D'AYENT

Pour la période postérieure à 2022, le Conseil fédéral propose (envisage) de flexibiliser le taux maximal de la redevance annuelle, qui devrait être composé d'une partie fixe et d'une partie variable dépendante du marché. Le système flexible pour la redevance d'eau n'est présenté que dans de grandes lignes; le nouveau système ne sera soumis au Parlement qu'ultérieurement, dans un projet à part, en même temps que le nouveau modèle conforme au marché électrique.

Enfin, le projet prévoit que les installations hydroélectriques, au profit d'une contribution d'investissement conformément à l'art. 26 de la nouvelle loi sur l'énergie, soient exemptées de la redevance annuelle pour une période de 10 ans (art. 50a).

B. La position de l'ACC en résumé

L'ACC s'oppose à des réductions ponctuelles de la redevance en matière de droits d'eau et rejette à la fois la variante principale et la variante alternative présentée par le Conseil fédéral.

En ce qui concerne le modèle flexible prévu, l'ACC prendra position au moment opportun. Le futur modèle de marché constituera en fait la base pour définir le nouveau modèle de la redevance en matière de droits d'eau, toute considération à cet égard étant aujourd'hui prématurée.

Enfin, l'ACC s'oppose à l'exonération de la redevance annuelle pour les centrales hydroélectriques au profit d'une contribution d'investissement.

Toute mesure de soutien aux producteurs d'énergie hydroélectrique présuppose de faire la clarté sur les coûts et les flux financiers passés et futurs envers les actionnaires.

Les difficultés du secteur hydroélectrique, qui, comme mentionné ci-dessus, doivent être encore clarifiées, peuvent justifier des mesures de soutien, mais seulement dans le contexte d'une solution politique globale, qui implique la contribution de tous les acteurs du marché énergétique.

Cette politique devrait tenir compte de l'importance stratégique de l'énergie hydroélectrique, c'est-à-dire d'un approvisionnement de notre pays avec une énergie propre, renouvelable, nationale et sûre.

C. Arguments

1.

1.1.

Le Conseil fédéral propose la réduction du taux maximal de la redevance annuelle des CHF 110/kWh_{th} actuels à CHF 80/kWh_{th}. Cela représente une réduction importante soit en



COMMUNE D'AYENT

termes de pourcentage (27% environ), soit en termes absolus, qui ramène le niveau des redevances d'eau aux années 1997-2010.

Cette réduction non seulement est importante mais semble aussi aller à contre-courant (ou ne pas s'aligner) de tous les indicateurs économiques nationaux (tels que l'indice des prix à la consommation, la situation de l'industrie et en particulier de l'industrie d'exportation, la rentabilité du capital, les charges financières que doivent supporter les organismes publics).

En d'autres termes, la réduction semble être exclusivement dictée par la volonté d'aider le secteur hydroélectrique en difficulté.

Elle ne semble pas être le résultat d'une évaluation globale, structurelle et à long terme. Elle ne semble pas s'insérer dans un paquet cohérent de mesures et ne fait pas appel, pour le soutien des entreprises hydroélectriques, à d'autres acteurs institutionnels ou économiques, internes au secteur hydroélectrique (comme par ex. les entreprises de distribution) ou les Cantons et les Communes non alpines (non bénéficiaires de redevances d'eau), y compris les propriétaires d'entreprises productrices ou distributeurs d'énergie, ou encore les consommateurs d'énergie, et en particulier les entreprises, grandes consommatrices qui bénéficient notamment de la sécurité d'approvisionnement énergétique et les faibles coûts actuels de l'énergie.

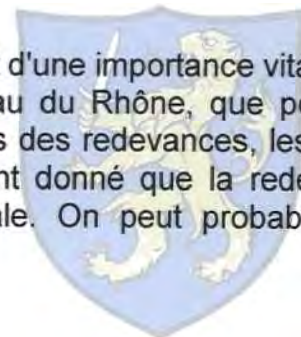
1.2.

De manière cohérente avec cette position critiquable, le Conseil fédéral justifie la proposition de législation transitoire de réduction du taux maximal de la redevance annuelle en se référant uniquement à la situation difficile des centrales hydroélectriques. Malgré cela, elle estime que la proposition tient également compte des intérêts des organismes publics bénéficiaires de la redevance (rapport explicatif, début du point 1.3).

En fait, la réduction généralisée de la redevance maximale à CHF 80.-/kWh_{th}, non seulement est objectivement injustifiable, mais se fait au bénéfice exclusif des centrales hydroélectriques, qui voient leurs charges diminuer alors que les intérêts des organismes publics concédants sont sérieusement menacés. Au sens plus large, la réduction des redevances d'eau favorise les Cantons industrialisés du plateau au détriment des Cantons qui ont sacrifié leurs ressources hydriques dans l'intérêt national, qui en règle générale font partie des régions les plus défavorisées et économiquement plus faibles de la Suisse.

1.3.

Les recettes provenant de l'utilisation de la force hydrique sont d'une importance vitale tant pour le canton du Valais, qui encaisse les redevances d'eau du Rhône, que pour les communes Valaisannes, non seulement pour les bénéficiaires des redevances, les effets positifs se répartissent sur tous les bilans communaux, étant donné que la redevance d'eau est intégrée dans la péréquation financière cantonale. On peut probablement observer cette situation dans toute la région alpine.



COMMUNE D'AYENT

Selon le même Rapport explicatif du Conseil fédéral (tableau 1, se référant à 2015), au Valais les recettes totales provenant de la redevance annuelle se montent à environ 164 millions de francs par an, dont plus de 50 millions de francs en faveur des communes concédantes. La réduction prévue de la redevance maximale de 27% fera diminuer les entrées dont bénéficient les organismes publics d'au moins 45 millions de francs par an, avec une perte d'environ CHF 13 millions uniquement à la charge des communes concédantes.

Sur la base des statistiques qui comparent, pour chacune des communes concédantes, les revenus provenant des redevances d'eau par rapport aux recettes fiscales, il est extrêmement simple de démontrer l'impact négatif d'une réduction des redevances sur la situation financière des communes. Par rapport aux recettes fiscales (cadeaux et concessions exclus), le taux de redevance annuelle est en moyenne supérieur à 7%. Dans certaines communes, le pourcentage est toutefois considérablement plus élevé, dans 7 cas (Randa, Binn, Bitsch Eisten Erghish, Gondo, Oberems) il dépasse même 100%; pour 10 autres communes (Bourg-St-Pierre, Embd, Fieschertal, Grengiols, Saas-Almagell, Saas-Balen, Simplon, Staldenried, St-Niklaus, Trient) le pourcentage est largement supérieur à 50%, tandis que dans 11 communes elle dépasse la barre de 20%. Il est facile d'imaginer les conséquences financières dévastatrices pour ces communes dans le cas d'une réduction de la redevance d'eau.

2.

2.1.

Pour les régions de montagne, la force hydrique constitue notoirement un pilier du point de vue économique. Les entrées générées par la redevance annuelle ont une influence directe sur la société et sur la possibilité de rendre attractives les communes de montagne avec des mesures fiscales, économiques et sociales et d'éviter l'exode des régions périphériques. Les redevances d'eau constituent donc l'un des éléments stabilisants et égalisateurs en faveur des régions les plus faibles. Les réduire de façon drastique sans même prévoir des mesures compensatoires entre en conflit avec les politiques publiques de soutien aux régions montagneuses, périphériques et moins fortes économiquement.

2.2.

Par ailleurs, la nécessité, qui n'est pas contestée par l'ACC, de soutenir le secteur hydroélectrique ne justifie pas l'adoption d'une mesure déséquilibrée qui ne tient pas compte des équilibres nationaux. Le soutien au secteur hydroélectrique constitue du reste une option stratégique pour toute la Suisse, dont la charge ne peut pas retomber principalement sur les bénéficiaires des redevances et sur les régions les plus faibles.

2.3.

Il convient également de souligner que l'importance des sociétés électriques en tant qu'employeurs s'est considérablement réduite par rapport au passé, soit parce que la phase des investissements importants d'une façon générale est terminée, soit parce que l'évolution technologique et d'autres changements généraux ont réduit le besoin de

COMMUNE D'AYENT

personnel surtout pour la maintenance des sites de production. Les régions périphériques ont donc perdu un avantage qui, dans le passé, a joué un certain rôle. Réduire les redevances d'eau aggrave ce problème.

3.

3.1.

La justification historique des redevances d'eau plaide aussi contre le système mis en consultation.

3.2.

Avec l'introduction, au début du siècle dernier, du taux maximal de la redevance, on a voulu poursuivre, dès le début, l'équilibre entre deux intérêts opposés, c'est-à-dire entre l'approvisionnement en énergie électrique sur tout le territoire national à des prix avantageux (essentiellement en faveur des régions développées industriellement situées sur le plateau) et une indemnisation équitable en faveur des régions de provenance des eaux, fournisseuses des forces hydriques nécessaires à la production d'énergie électrique.

Au fil du temps et avec la pollution croissante de l'espace vital, ont également acquis de l'importance dans la pondération, en faisant augmenter la valeur de l'eau, la protection du paysage et l'environnement, ainsi que la préservation et la rénovation des forces hydriques existantes (voir OFEG n° 3 de 2002, La redevance en matière de droits d'eau - le tribut le plus important en matière d'utilisation des forces hydriques en Suisse, point 4).

3.3.

La diminution de la redevance va briser les équilibres résultant de l'histoire de l'exploitation des ressources hydrauliques. Elle dévalue de façon injustifiée le prix d'une ressource fondamentale, en pénalisant les régions qui ont mis leurs réserves hydriques à la disposition de l'ensemble du pays.

4.

Comme il est mentionné plus haut, à la base de la législation transitoire proposée de la réduction du taux maximal de la redevance annuelle, le Conseil fédéral évoque la situation difficile des centrales hydroélectriques qui souffriraient d'une couverture insuffisante des coûts de production.

L'ACC reconnaît l'existence de distorsions sur le marché suisse de l'électricité et les problèmes de rentabilité pour certaines entreprises hydroélectriques. Toutefois, ces problèmes ne peuvent pas être principalement attribués à la redevance annuelle et à son taux. Ils dépendent surtout de l'effondrement du marché de l'énergie et, pour les centrales à accumulation, de l'effondrement des pics des prix.

Ces problèmes de portée générale nécessitent de réflexions et de solutions globales au niveau européen et - en tout cas - national. Ils ne peuvent pas être résolus par des mesures qui se répercutent principalement sur les cantons et sur les communes

COMMUNE D'AYENT

concedantes, sans appeler à soutenir le secteur hydroélectrique la Confédération, les autres Cantons et Communes, les acteurs économiques qui bénéficient de la sécurité de l'approvisionnement énergétique.

5.

Le déficit de couverture des coûts de production dont semblent souffrir les entreprises productrices d'énergie hydroélectrique ne doit pas être considéré comme une donnée acquise et, en tout cas et pour au moins deux raisons, doit être mis en priorité à la charge de ces mêmes sociétés productrices. La ECom s'est exprimée dans le même sens dans les conclusions de son rapport à l'attention de la CAPTE du 26 juin 2017, au point 4 (bien que le document se réfère à des mesures de soutien financées par les consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base, les réflexions de ECom sont également valables dans le cadre de la proposition de réduction de la redevance d'eau).

5.1.

Dans le passé, les entreprises productrices ont presque toujours versé des dividendes à leurs actionnaires, par conséquent elles ont fait des bénéfices. Les montants distribués comme dividendes étaient généralement supérieurs aux redevances payées. Il n'est pas juste qu'à présent, face à l'évolution de la situation du marché, les redevances d'eau soient réduites. Les actionnaires devraient contribuer à aider les entreprises productrices à surmonter ce moment difficile, en puisant aussi dans les dividendes perçus. La documentation mise en consultation et la modification de loi proposée ne traitent absolument pas cet aspect du problème.

5.2.

Il existe également des doutes raisonnables sur la situation réelle des sociétés productrices, sur leurs rapports avec les actionnaires et avec ces mêmes sociétés de distribution, qui sont parfois également des actionnaires.

Les positions de coûts qui déterminent une couverture insuffisante des coûts de production des centrales hydroélectriques actives sur le marché et, en général, les difficultés des entreprises productrices actives sur le marché hydroélectrique ne sont pas vraiment connues. Elles sont le résultat d'une estimation et se basent sur des données qui ne sont pas accessibles au public et difficiles à interpréter, comme l'a illustré le Conseil fédéral lui-même (Rapport explicatif, point 1.1, al. 7).

Il n'est pas justifié de prévoir des mesures de soutien sans avoir un cadre complet et sans avoir des données fiables sur les difficultés des sociétés productrices, qui, en plus de distribuer des dividendes, assez souvent font bénéficier les actionnaires d'autres façons (avec des fournitures d'énergie à des prix de faveur, en rémunérant le capital-actions, avec d'autres formes de paiements directs ou indirects).

Un soutien en l'absence de données transparentes et fiables est à plus forte raison discutable, vu que la forte réduction prévue des redevances met en grave difficulté financière des organismes publics qui sont souvent en difficulté à cause de leur emplacement périphérique.

COMMUNE D'AYENT

En outre, la transparence maximale des données est un critère indispensable exigé aussi par la Conférence des gouvernements des cantons alpins, ne serait-ce que pour entrer dans le détail d'éventuelles mesures de soutien individuelles (prise de position de la CGCA sur l'avant-projet du 28 août 2017, points 7 et 29).

5.3.

Une réduction généralisée de la redevance en matière de droits d'eau est encore moins compréhensible si l'on considère que plus de la moitié de la production hydroélectrique est vendue dans le service universel. A l'intérieur de ce service est d'usage le principe des coûts de production selon lequel tous les coûts sont couverts. Cette partie de l'hydroélectricité n'a donc pas de problèmes de rentabilité mais bénéficierait, sans aucune raison, de la réduction du taux maximal de la redevance (rapport explicatif, point 1.3, deuxième alinéa).

6.

Afin d'atténuer l'impact de la réduction du taux maximal de la redevance, le Conseil fédéral mentionne, dans le rapport explicatif, mais pas dans le texte de loi, une proposition alternative pour la réglementation transitoire qui prévoit une réduction de la redevance pour les droits d'eau uniquement pour les centrales vraiment déficitaires.

Les arguments susmentionnés sont aussi fondamentalement contraires à des réductions ponctuelles de la redevance pour les droits d'eau.

En tout cas, cette solution devrait être subordonnée à une évaluation précise de la situation économique des entreprises productrices d'énergie hydroélectrique (principe de la transparence des coûts).

Et enfin, le soutien individuel devrait être subordonné à des critères précis de récupération des montants déduits en cas d'amélioration de la situation financière. Par contre, cette option n'a pas été prévue dans le projet en discussion.

7.

Il convient également de rappeler qu'une série de mesures visant à soutenir les grandes centrales hydroélectriques ont été intégrées dans la Stratégie énergétique 2050. L'objectif est d'améliorer les conditions économiques des centrales existantes avec une prime de marché (art. 30 nLEne), soit environ CHF 120 millions par an, respectivement d'augmenter le nombre de grandes centrales hydroélectriques (nouvelles installations, extensions et rénovations de grande envergure) par la concession de contributions d'investissement (voir à ce sujet la fiche technique "Force hydrique" du 21 mars 2017 du DETEC).

Ces mesures semblent justifiées. Par contre il n'est pas nécessaire et équitable d'intervenir aussi sur la redevance pour les droits d'eau.



COMMUNE D'AYENT

8.

En fin de compte et à la lumière de ce qui précède, l'ACC propose de maintenir, dans la période transitoire, le taux maximal de la redevance annuelle de CHF 110/kWh_{th}.

Le cas échéant, afin de soutenir les producteurs qui puissent justifier des difficultés financières réelles et prouvées, l'ACC suggère d'intervenir, pendant une période transitoire, avec un soutien selon le modèle dit de prime d'approvisionnement de base.

Ce modèle prévoit d'utiliser les revenus provenant d'un système de prime d'approvisionnement de base - chargé aux clients finaux liés - pour couvrir le déficit théorique des centrales hydriques (à ce sujet, voir les propositions des producteurs d'énergie dans: Sécurité de l'approvisionnement: nouvelle conditions cadre, FRE fédération romande pour l'énergie, Bulletin n° 153, 30 juin 2017; rapport EICOM à l'attention de la CAPTE du 26 juin 2017, point 3.1).

9.

Pour la période postérieure à 2022, le Conseil fédéral envisage de flexibiliser le taux maximal de la redevance annuelle, qui devrait être composé d'une partie fixe et d'une partie variable selon le marché. Le système flexible pour la redevance d'eau n'est présenté que dans ses grandes lignes.

L'ACC estime qu'il est prématuré de prendre position sur le modèle de flexibilisation présenté par le Conseil fédéral dans le rapport explicatif, mais qu'en définitive, celui-ci ne rentre pas dans le cadre du projet proposé. Cependant, l'ACC souligne à nouveau que toute solution présuppose la « transparence des coûts » et qu'il ne faut pas essayer de résoudre les difficultés du secteur hydroélectrique en pénalisant les organismes publics qui perçoivent les redevances d'eau. L'approche prévue devrait être revue.

En outre, il n'est pas possible d'évaluer un modèle futur de redevance maximale sans connaître celui du marché. Quand le cadre du nouveau marché électrique sera connu, il sera alors possible d'affronter une discussion concrète et cohérente sur le modèle futur de redevance maximale.

En ce qui concerne le modèle flexible, l'ACC prendra donc position au moment opportun.

10.

Enfin, le projet prévoit que les installations hydroélectriques bénéficiant d'une contribution d'investissement conformément à la nouvelle loi sur l'énergie soient exemptées de la redevance annuelle pour une période de 10 ans.

Cette proposition semble trop rigide et risque de créer une disparité de traitement entre ces mêmes centrales, car elle prévoit une exemption pour toutes les centrales, indépendamment de l'investissement effectué, de la contribution d'investissement reçue et de la puissance brute totale obtenue, respectivement, en cas d'expansion ou de rénovation de centrales existantes, à la puissance brute additionnelle acquise.



COMMUNE D'AYENT

La proposition est problématique, encore une fois, aussi pour les répercussions négatives sur les communes concédantes en raison du non-encaissement de la redevance pour les droits d'eau jusqu'à l'échéance prévue pour la construction et pour les 10 ans suivant la mise en service, et donc à très long terme.

11.

Le Conseil fédéral a profité de la présente révision pour intégrer la législation concernant les compétences relatives aux centrales hydroélectriques de frontière (art. 7 et art. 49, al. 1, dernière période). Du rapport explicatif (point 1.2 à la fin), il ressort que cela n'entraîne aucune modification du droit matériel en vigueur. Il en est pris acte, des observations ponctuelles ne sont pas nécessaires.

La commune concédante d'Ayent, propriétaire de 48,45 % des droits d'eau de la Lienne, (Barrage du Rawyl) soutient la prise de position de la conférence gouvernementale des cantons alpins ainsi que la prise de position de la Fédération des Communes Valaisannes

En espérant que les considérations ci-dessus soient prises en compte lors de la révision du projet, recevez, Madame la Présidente de la Confédération, nos sentiments respectueux.

LA COMMUNE D'AYENT

Le Président
Marco AYMON

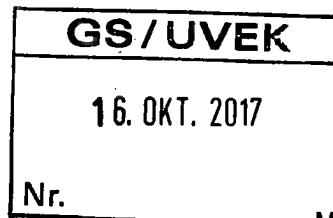


Le Secrétaire
Thierry FOLLONIER





Commune de
Martigny-Combe
Case postale 25
1921 Martigny-Croix



Martigny-Croix, le 12 octobre 2017

Madame la Présidente de la Confédération
Doris Leuthard
Directrice DATEC
Kochergasse 6
3003 Berne

Prise de position sur l'avant-projet concernant la révision partielle de la Loi fédérale du 22 décembre 1916 sur l'utilisation des forces hydrauliques (LFH, SR 721.80)

Madame la Présidente de la Confédération,
Mesdames, Messieurs,

Nous vous remercions de l'occasion qui nous est offerte de nous exprimer sur l'avant-projet concernant la révision partielle de la loi sur les forces hydrauliques. Sur la base de la documentation reçue, nous exprimons les considérations suivantes.

A. Le projet en résumé

Les dispositions fédérales en matière d'utilisation des forces hydrauliques en vigueur expireront à la fin 2019. D'ici 2019, le Conseil fédéral doit en outre soumettre au Parlement la conception d'un nouveau modèle de marché électrique plus conforme au marché réel (art. 30 al. 5 LENE).

Le Conseil fédéral a élaboré une législation en matière de redevances d'eau pour la période postérieure au 1^{er} janvier 2020, en proposant un règlement transitoire pour les années 2020-2022.

La proposition prévoit, en tant que variante principale, la réduction du taux maximal de la redevance annuelle des CHF 110/kWh_{th} actuels à CHF 80/kWh_{th} (art. 49 al. 1 et 1bis).

Alternativement, pendant une période transitoire, le Conseil fédéral envisage d'appliquer la réduction uniquement aux centrales vraiment déficitaires.

Pour la période postérieure à 2022, le Conseil fédéral propose (envisage) de flexibiliser le taux maximal de la redevance annuelle, qui devrait être composé d'une partie fixe et d'une partie variable dépendante du marché. Le système flexible pour la redevance d'eau n'est présenté que dans de grandes lignes; le nouveau système ne sera soumis au Parlement qu'ultérieurement, dans un projet à part, en même temps que le nouveau modèle conforme au marché électrique.

Enfin, le projet prévoit que les installations hydroélectriques, au profit d'une contribution d'investissement conformément à l'art. 26 de la nouvelle loi sur l'énergie, soient exemptées de la redevance annuelle pour une période de 10 ans (art. 50a).

B. La position de la Commune de Martigny-Combe en résumé

La Commune de Martigny-Combe s'oppose à des réductions ponctuelles de la redevance en matière de droits d'eau et rejette à la fois la variante principale et la variante alternative présentée par le Conseil fédéral.

En ce qui concerne le modèle flexible prévu, la Commune de Martigny-Combe prendra position au moment opportun. Le futur modèle de marché constituera en fait la base pour définir le nouveau modèle de la redevance en matière de droits d'eau, toute considération à cet égard étant aujourd'hui prématurée.

Enfin, la Commune de Martigny-Combe s'oppose à l'exonération de la redevance annuelle pour les centrales hydroélectriques au profit d'une contribution d'investissement.

Toute mesure de soutien aux producteurs d'énergie hydroélectrique présuppose de faire la clarté sur les coûts et les flux financiers passés et futurs envers les actionnaires.

Les difficultés du secteur hydroélectrique, qui, comme mentionné ci-dessus, doivent être encore clarifiées, peuvent justifier des mesures de soutien, mais seulement dans le contexte d'une solution politique globale, qui implique la contribution de tous les acteurs du marché énergétique.

Cette politique devrait tenir compte de l'importance stratégique de l'énergie hydroélectrique, c'est-à-dire d'un approvisionnement de notre pays avec une énergie propre, renouvelable, nationale et sûre.

C. Arguments

1.

1.1.

Le Conseil fédéral propose la réduction du taux maximal de la redevance annuelle des CHF 110/kWh_{th} actuels à CHF 80/kWh_{th}. Cela représente une réduction importante soit en termes de pourcentage (27% environ), soit en termes absolus, qui ramène le niveau des redevances d'eau aux années 1997-2010.

Cette réduction non seulement est importante mais semble aussi aller à contre-courant (ou ne pas s'aligner) de tous les indicateurs économiques nationaux (tels que l'indice des prix à la consommation, la situation de l'industrie et en particulier de l'industrie d'exportation, la rentabilité du capital, les charges financières que doivent supporter les organismes publics).

En d'autres termes, la réduction semble être exclusivement dictée par la volonté d'aider le secteur hydroélectrique en difficulté.

Elle ne semble pas être le résultat d'une évaluation globale, structurelle et à long terme. Elle ne semble pas s'insérer dans un paquet cohérent de mesures et ne fait pas appel, pour le soutien des entreprises hydroélectriques, à d'autres acteurs institutionnels ou économiques, internes au secteur hydroélectrique (comme par ex. les entreprises de distribution) ou les Cantons et les Communes non alpines (non bénéficiaires de redevances d'eau), y compris les propriétaires d'entreprises productrices ou distributeurs d'énergie, ou encore les consommateurs d'énergie, et en particulier les entreprises, grandes consommatrices qui bénéficient notamment de la sécurité d'approvisionnement énergétique et les faibles coûts actuels de l'énergie.

1.2.

De manière cohérente avec cette position critiquable, le Conseil fédéral justifie la proposition de législation transitoire de réduction du taux maximal de la redevance annuelle en se référant uniquement à la situation difficile des centrales hydroélectriques.

Malgré cela, elle estime que la proposition tient également compte des intérêts des organismes publics bénéficiaires de la redevance (rapport explicatif, début du point 1.3).

En fait, la réduction généralisée de la redevance maximale à CHF 80.-/kWh_{th}, non seulement est objectivement injustifiable, mais se fait au bénéfice exclusif des centrales hydroélectriques, qui voient leurs charges diminuer alors que les intérêts des organismes publics concédants sont sérieusement menacés.

Au sens plus large, la réduction des redevances d'eau favorise les Cantons industrialisés du plateau au détriment des Cantons qui ont sacrifié leurs ressources hydriques dans l'intérêt national, qui en règle générale font partie des régions les plus défavorisées et économiquement plus faibles de la Suisse.

1.3.

Les recettes provenant de l'utilisation de la force hydrique sont d'une importance vitale tant pour le canton du Valais, qui encaisse les redevances d'eau du Rhône, que pour les communes valaisannes, non seulement pour les bénéficiaires des redevances, les effets positifs se répartissent sur tous les bilans communaux, étant donné que la redevance d'eau est intégrée dans la péréquation financière cantonale. On peut probablement observer cette situation dans toute la région alpine.

Selon le même Rapport explicatif du Conseil fédéral (tableau 1, ce référant à 2015), en Valais les recettes totales provenant de la redevance annuelle se montent à environ 164 millions de francs par an, dont plus de 50 millions de francs en faveur des communes concédantes. La réduction prévue de la redevance maximale de 27% fera diminuer les entrées dont bénéficient les organismes publics d'au moins 45 millions de francs par an, avec une perte d'environ CHF 13 millions uniquement à la charge des communes concédantes.

Sur la base des statistiques qui comparent, pour chacune des communes concédantes, les revenus provenant des redevances d'eau par rapport aux recettes fiscales, il est extrêmement simple de démontrer l'impact négatif d'une réduction des redevances sur la situation financière des communes. Par rapport aux recettes fiscales (cadeaux et concessions exclus), le taux de redevance annuelle est en moyenne supérieur à 7%. Dans certaines communes, le pourcentage est toutefois considérablement plus élevé.

2.

2.1.

Pour les régions de montagne, la force hydrique constitue notoirement un pilier du point de vue économique. Les entrées générées par la redevance annuelle ont une influence directe sur la société et sur la possibilité de rendre attrayantes les communes de montagne avec des mesures fiscales, économiques et sociales et d'éviter l'exode des régions périphériques. Les redevances d'eau constituent donc l'un des éléments stabilisants et égalisateurs en faveur des régions les plus faibles. Les réduire de façon drastique sans même prévoir des mesures compensatoires entre en conflit avec les politiques publiques de soutien aux régions montagneuses, périphériques et moins fortes économiquement.

2.2.

Par ailleurs, la nécessité, qui n'est pas contestée par la Commune de Martigny-Combe, de soutenir le secteur hydroélectrique ne justifie pas l'adoption d'une mesure déséquilibrée qui ne tient pas compte des équilibres nationaux. Le soutien au secteur hydroélectrique constitue du reste une option stratégique pour toute la Suisse, dont la charge ne peut pas retomber principalement sur les bénéficiaires des redevances et sur les régions les plus faibles.

2.3.

Il convient également de souligner que l'importance des sociétés électriques en tant qu'employeurs s'est considérablement réduite par rapport au passé, soit parce que la phase des investissements importants d'une façon générale est terminée, soit parce que l'évolution technologique et d'autres changements généraux ont réduit le besoin de personnel surtout pour la maintenance des sites de production. Les régions périphériques ont donc perdu un avantage qui, dans le passé, a joué un certain rôle. Réduire les redevances d'eau aggrave ce problème.

3.

3.1.

La justification historique des redevances d'eau plaide aussi contre le système mis en consultation.

3.2.

Avec l'introduction, au début du siècle dernier, du taux maximal de la redevance, on a voulu poursuivre, dès le début, l'équilibre entre deux intérêts opposés, c'est-à-dire entre l'approvisionnement en énergie électrique sur tout le territoire national à des prix avantageux (essentiellement en faveur des régions développées industriellement situées sur le plateau) et une indemnisation équitable en faveur des régions de provenance des eaux, fournisseuses des forces hydriques nécessaires à la production d'énergie électrique.

Au fil du temps et avec la pollution croissante de l'espace vital, ont également acquis de l'importance dans la pondération, en faisant augmenter la valeur de l'eau, la protection du paysage et l'environnement, ainsi que la préservation et la rénovation des forces hydriques existantes (voir OFEG n° 3 de 2002, La redevance en matière de droits d'eau - le tribut le plus important en matière d'utilisation des forces hydriques en Suisse, point 4).

3.3.

La diminution de la redevance va briser les équilibres résultant de l'histoire de l'exploitation des ressources hydrauliques. Elle dévalue de façon injustifiée le prix d'une ressource fondamentale, en pénalisant les régions qui ont mis leurs réserves hydriques à la disposition de l'ensemble du pays.

4.

Comme il est mentionné plus haut, à la base de la législation transitoire proposée de la réduction du taux maximal de la redevance annuelle, le Conseil fédéral évoque la situation difficile des centrales hydroélectriques qui souffriraient d'une couverture insuffisante des coûts de production.

La Commune de Martigny-Combe reconnaît l'existence de distorsions sur le marché suisse de l'électricité et les problèmes de rentabilité pour certaines entreprises hydroélectriques. Toutefois, ces problèmes ne peuvent pas être principalement attribués à la redevance annuelle et à son taux. Ils dépendent surtout de l'effondrement du marché de l'énergie et, pour les centrales à accumulation, de l'effondrement des pics des prix.

Ces problèmes de portée générale nécessitent de réflexions et de solutions globales au niveau européen et - en tout cas - national. Ils ne peuvent pas être résolus par des mesures qui se répercutent principalement sur les cantons et sur les communes concédantes, sans appeler à soutenir le secteur hydroélectrique la Confédération, les autres Cantons et Communes, les acteurs économiques qui bénéficient de la sécurité de l'approvisionnement énergétique.

5.

Le déficit de couverture des coûts de production dont semblent souffrir les entreprises productrices d'énergie hydroélectrique ne doit pas être considéré comme une donnée acquise et, en tout cas et pour au moins deux raisons, doit être mis en priorité à la charge de ces mêmes sociétés productrices. L'EiCom s'est exprimée dans le même sens dans les conclusions de son rapport à l'attention de la CAPTE du 26 juin 2017, au point 4 (bien que le document se réfère à des mesures de soutien financées par les consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base, les réflexions de l'EiCom sont également valables dans le cadre de la proposition de réduction de la redevance d'eau).

5.1.

Dans le passé, les entreprises productrices ont presque toujours versé des dividendes à leurs actionnaires, par conséquent elles ont fait des bénéfices. Les montants distribués comme dividendes étaient généralement supérieurs aux redevances payées. Il n'est pas juste qu'à présent, face à l'évolution de la situation du marché, les redevances d'eau soient réduites. Les actionnaires devraient contribuer à aider les entreprises productrices à surmonter ce moment difficile, en puisant aussi dans les dividendes perçus. La documentation mise en consultation et la modification de loi proposée ne traitent absolument pas cet aspect du problème.

5.2.

Il existe également des doutes raisonnables sur la situation réelle des sociétés productrices, sur leurs rapports avec les actionnaires et avec ces mêmes sociétés de distribution, qui sont parfois également des actionnaires.

Les positions de coûts qui déterminent une couverture insuffisante des coûts de production des centrales hydroélectriques actives sur le marché et, en général, les difficultés des entreprises productrices actives sur le marché hydroélectrique ne sont pas vraiment connues. Elles sont le résultat d'une estimation et se basent sur des données qui ne sont pas accessibles au public et difficiles à interpréter, comme l'a illustré le Conseil fédéral lui-même (Rapport explicatif, point 1.1, al. 7).

Il n'est pas justifié de prévoir des mesures de soutien sans avoir un cadre complet et sans avoir des données fiables sur les difficultés des sociétés productrices, qui, en plus de distribuer des dividendes,

assez souvent font bénéficier les actionnaires d'autres façons (avec des fournitures d'énergie à des prix de faveur, en rémunérant le capital-actions, avec d'autres formes de paiements directs ou indirects).

Un soutien en l'absence de données transparentes et fiables est à plus forte raison discutable, vu que la forte réduction prévue des redevances met en grave difficulté financière des organismes publics qui sont souvent en difficulté à cause de leur emplacement périphérique.

En outre, la transparence maximale des données est un critère indispensable exigé aussi par la Conférence des gouvernements des cantons alpins, ne serait-ce que pour entrer dans le détail d'éventuelles mesures de soutien individuelles (prise de position de la CGCA sur l'avant-projet du 28 août 2017, points 7 et 29).

5.3.

Une réduction généralisée de la redevance en matière de droits d'eau est encore moins compréhensible si l'on considère que plus de la moitié de la production hydroélectrique est vendue dans le service universel. A l'intérieur de ce service est d'usage le principe des coûts de production selon lequel tous les coûts sont couverts. Cette partie de l'hydroélectricité n'a donc pas de problèmes de rentabilité mais bénéficierait, sans aucune raison, de la réduction du taux maximal de la redevance (rapport explicatif, point 1.3, deuxième alinéa).

6.

Afin d'atténuer l'impact de la réduction du taux maximal de la redevance, le Conseil fédéral mentionne, dans le rapport explicatif, mais pas dans le texte de loi, une proposition alternative pour la réglementation transitoire qui prévoit une réduction de la redevance pour les droits d'eau uniquement pour les centrales vraiment déficitaires.

Les arguments susmentionnés sont aussi fondamentalement contraires à des réductions ponctuelles de la redevance pour les droits d'eau.

En tout cas, cette solution devrait être subordonnée à une évaluation précise de la situation économique des entreprises productrices d'énergie hydroélectrique (principe de la transparence des coûts).

Et enfin, le soutien individuel devrait être subordonné à des critères précis de récupération des montants déduits en cas d'amélioration de la situation financière. Par contre, cette option n'a pas été prévue dans le projet en discussion.

7.

Il convient également de rappeler qu'une série de mesures visant à soutenir les grandes centrales hydroélectriques ont été intégrées dans la Stratégie énergétique 2050. L'objectif est d'améliorer les conditions économiques des centrales existantes avec une prime de marché (art. 30 nLEne), soit environ CHF 120 millions par an, respectivement d'augmenter le nombre de grandes centrales hydroélectriques (nouvelles installations, extensions et rénovations de grande envergure) par la concession de contributions d'investissement (voir à ce sujet la fiche technique "Force hydrique" du 21 mars 2017 du DETEC).

Ces mesures semblent justifiées. Par contre il n'est pas nécessaire et équitable d'intervenir aussi sur la redevance pour les droits d'eau.

8.

En fin de compte et à la lumière de ce qui précède, la Commune de Martigny-Combe propose de maintenir, dans la période transitoire, le taux maximal de la redevance annuelle de CHF 110/kWh_{th}.

Le cas échéant, afin de soutenir les producteurs qui puissent justifier des difficultés financières réelles et prouvées, l'ACC suggère d'intervenir, pendant une période transitoire, avec un soutien selon le modèle dit de prime d'approvisionnement de base.

Ce modèle prévoit d'utiliser les revenus provenant d'un système de prime d'approvisionnement de base - chargé aux clients finaux liés - pour couvrir le déficit théorique des centrales hydriques (à ce sujet, voir les propositions des producteurs d'énergie dans: Sécurité de l'approvisionnement: nouvelle conditions cadre, FRE fédération romande pour l'énergie, Bulletin n° 153, 30 juin 2017; rapport ECom à l'attention de la CAPTE du 26 juin 2017, point 3.1).

9.

Pour la période postérieure à 2022, le Conseil fédéral envisage de flexibiliser le taux maximal de la redevance annuelle, qui devrait être composé d'une partie fixe et d'une partie variable selon le marché. Le système flexible pour la redevance d'eau n'est présenté que dans ses grandes lignes.

La Commune de Martigny-Combe estime qu'il est prématuré de prendre position sur le modèle de flexibilisation présenté par le Conseil fédéral dans le rapport explicatif, mais qu'en définitive, celui-ci ne rentre pas dans le cadre du projet proposé. Cependant, la Commune de Martigny-Combe souligne à nouveau que toute solution présuppose la « transparence des coûts » et qu'il ne faut pas essayer de résoudre les difficultés du secteur hydroélectrique en pénalisant les organismes publics qui perçoivent les redevances d'eau. L'approche prévue devrait être revue.

En outre, il n'est pas possible d'évaluer un modèle futur de redevance maximale sans connaître celui du marché. Quand le cadre du nouveau marché électrique sera connu, il sera alors possible d'affronter une discussion concrète et cohérente sur le modèle futur de redevance maximale.

En ce qui concerne le modèle flexible, la Commune de Martigny-Combe prendra donc position au moment opportun.

10.

Enfin, le projet prévoit que les installations hydroélectriques bénéficiant d'une contribution d'investissement conformément à la nouvelle loi sur l'énergie soient exemptées de la redevance annuelle pour une période de dix ans.

Cette proposition semble trop rigide et risque de créer une disparité de traitement entre ces mêmes centrales, car elle prévoit une exemption pour toutes les centrales, indépendamment de l'investissement effectué, de la contribution d'investissement reçue et de la puissance brute totale obtenue, respectivement, en cas d'expansion ou de rénovation de centrales existantes, à la puissance brute additionnelle acquise.

La proposition est problématique, encore une fois, aussi pour les répercussions négatives sur les communes concédantes en raison du non-encaissement de la redevance pour les droits d'eau jusqu'à l'échéance prévue pour la construction et pour les 10 ans suivant la mise en service, et donc à très long terme.

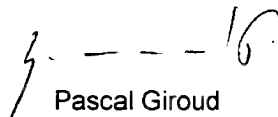
11.

Le Conseil fédéral a profité de la présente révision pour intégrer la législation concernant les compétences relatives aux centrales hydroélectriques de frontière (art. 7 et art. 49, al. 1, dernière période). Du rapport explicatif (point 1.2 à la fin), il ressort que cela n'entraîne aucune modification du droit matériel en vigueur. Il en est pris acte, des observations ponctuelles ne sont pas nécessaires.

En espérant que les réflexions ci-dessus soient prises en compte lors de la révision du projet, nous vous prions d'agréer, Madame la Présidente de la Confédération, l'expression de notre considération distinguée.

Commune de Martigny-Combe

Le Secrétaire


Pascal Giroud

La Présidente


Florence Carron Darbellay



**Einwohnergemeinde
Ried-Brig**

GS / UVEK
16. OKT. 2017
Nr.

Einwohnergemeinde Ried-Brig
Dorfstrasse 43
3911 Ried-Brig
Telefon 027 510 12 00
gemeinde@ried-brig.ch
www.ried-brig.ch

Frau Bundespräsidentin
Doris Leuthard
Vorsteherin UVEK
Kochergasse 6
3003 Bern

Ried-Brig, 12. Oktober 2017

Entwurf für die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes Stellungnahme

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Der Verband der Walliser Gemeinden vertritt die Interessen der 126 Gemeinden im Kanton Wallis. Sämtliche Walliser Gemeinden sind Mitglieder dieses Verbandes. Dies ist Zeichen für dessen breite Abstützung sowie die hohe Legitimität. Der Bundesrat hat im Juni 2017 das Vernehmlassungsverfahren betreffend die Revision des Wasserrechtsgesetzes eröffnet. Auch die Gemeinde Ried-Brig hat diese Unterlagen eingehend geprüft und möchte dazu folgendermassen Stellung beziehen:

Der Entwurf für die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes sieht unter anderem während der Übergangszeit von 2020 bis 2022 eine generelle Reduktion des Wasserzinsmaximums von derzeit Fr. 110.- auf Fr. 80.- pro Kilowatt Bruttoleistung vor. Diese Reduktion ist weder sachlich noch politisch gerechtfertigt und die Gemeinde Ried-Brig lehnt sie deshalb entschieden ab. Auch dass die vorgeschlagene Senkung, als vorbereitende Anpassung vor einer langfristigen Lösung zu sehen ist, können wir nicht akzeptieren.

Die aktuell schwierige Marktlage für den Absatz von Strom aus Schweizer Produktion ist wesentlich mitversursacht durch die verfehlte Förderpolitik im Ausland. Der Wasserzins gehört nicht zu den Ursachen dieser Entwicklungen. Deshalb ist es im Zusammenhang mit der Ursachenbekämpfung auch falsch, beim Wasserzins ansetzen zu wollen. Damit würden nämlich alleine die Wasserkraftkantone den Preis für den Ausgleich der Marktverzerrungen bezahlen.

Für die Gebirgskantone zusammen hätte die Reduktion der Wasserzinsen einen bedeutenden Einnahmenverlust von jährlich 106 Mio. Franken zur Folge, davon 44 Mio. Franken allein für den Kanton Wallis und die Walliser Gemeinden. Darüber hinaus steuern in einigen Walliser Gemeinden die Wasserzinsen einen Anteil von bis zu 40% an den Gesamteinnahmen bei.

Bei den Standortgemeinden handelt es sich sehr oft um strukturschwache Gemeinden. Diese könnten ohne die Wasserzinseinnahmen ihr Leistungsniveau zu Gunsten der Bevölkerung

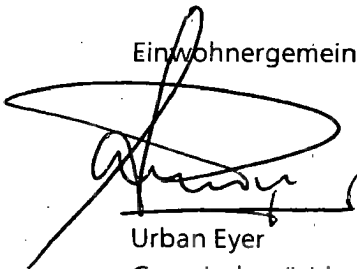
nicht aufrechterhalten. Die Gemeinden würden für die Bevölkerung und Wirtschaft weniger attraktiv, Abwanderungstendenzen würden verstärkt oder müssten mit zusätzlichen Mitteln aus dem kantonalen Finanzausgleich oder anderen Unterstützungsmassnahmen kompensiert werden. Die vom Bundesrat vorgeschlagene Senkung der Wasserzinsen hätte somit erhebliche negative Auswirkungen auf die Berggebiete. Von der Reduktion der Wasserzinsen wären aber alle Walliser Gemeinden direkt oder indirekt betroffen, da sich Einnahmenverluste auch im Rahmen des interkommunalen Finanzausgleichs niederschlagen.

Im Übrigen unterstützen wir die Stellungnahme der Regierungskonferenz der Gebirgskantone vom 28. August 2017 vollumfänglich.

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit zur Stellungnahme und bitten Sie, die berechtigten Interessen der Walliser Gemeinden zu berücksichtigen.

Wir bitten um Kenntnisnahme und verbleiben mit freundlichen Grüßen.

Einwohnergemeinde Ried-Brig



Urban Eyer
Gemeindepräsident



Romeo Blatter
Gemeindeschreiber



MUNICIPALITE DE SALVAN

Salvan, le 12 octobre 2017

Office fédéral de l'énergie OFEN
Section Force hydraulique
3003 Berne

Mesdames, Messieurs,

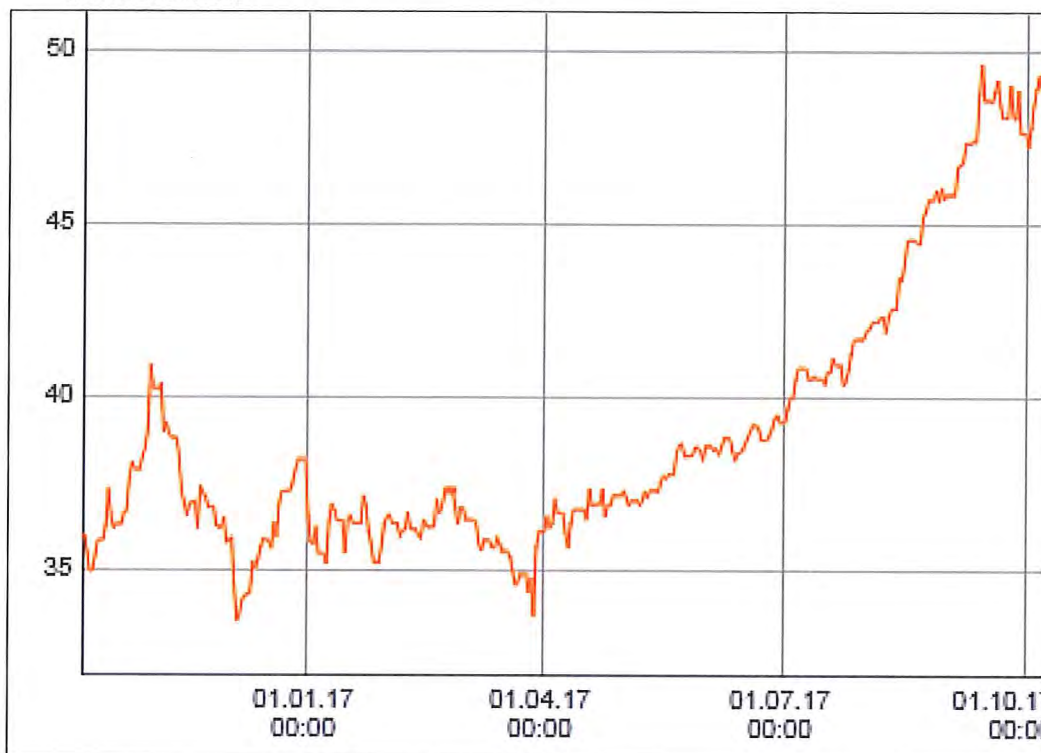
Par courrier du 22 juin 2017, vous nous avez donné l'occasion de prendre position sur le projet de révision partielle de la Loi sur l'utilisation des forces hydrauliques, en particulier le nouveau taux maximum de la redevance hydraulique dès le 1^{er} janvier 2020. Après examen des documents, le Conseil municipal de la Commune de Salvan tient à faire part des considérations suivantes.

Le Conseil municipal considère que la coordination de la conception du nouveau taux maximum de la redevance hydraulique avec le nouveau modèle plus proche de la réalité du marché de l'électricité comme pertinente. Dans ce sens, elle approuve une réglementation transitoire, dont la durée ne doit pas être liée à un nombre défini d'années, mais à l'entrée en vigueur du nouveau modèle de marché, car c'est la seule manière de garantir une véritable coordination entre le modèle de redevance hydraulique et le modèle de marché de l'électricité.

Par contre et au même titre que la Conférence gouvernementale des cantons alpins, le Conseil municipal de Salvan rejette catégoriquement la variante principale soumise par le Conseil fédéral, parce qu'elle ne corrige pas les failles du marché suisse de l'électricité, qu'elle est basée sur une analyse erronée des causes à plus d'un égard et que le Conseil fédéral fait ainsi preuve d'un comportement extrêmement contradictoire, voulant soulager certaines entreprises tout en chargeant les ménages et les PME, sans implication aucune de la Confédération. Par ailleurs, la variante principale proposée aboutirait à une subvention injustifiée selon le principe dit «de l'arrosoir». Il en résulterait in fine que les Communes, respectivement Cantons hydrauliques compenseraient indirectement la prime de marché, décidée par le peuple avec la nouvelle loi sur l'énergie, qui entrera en vigueur le 1er janvier 2018 et déploiera ses effets dès le 1er janvier 2020.

Dès lors et de surcroît au vue de l'évolution favorable des prix de l'énergie durant les 12 derniers mois (Figure 1), le Conseil municipal juge inadaptée et prématurée la variante principale qui fixe à 80 francs par kilowatt théorique la redevance hydraulique maximale.

Figure 1 : Evolution du prix de l'énergie en Suisse Baseload [CH/MWh] 2018 durant les 12 derniers mois



Sur la base des éléments exposés ci-dessus, nous proposons de prolonger la disposition actuelle sur la redevance hydraulique, ce qui revient à modifier l'art. 49 al. 1 ainsi:

La redevance hydraulique annuelle ne peut excéder 110 francs par kilowatt théorique jusqu'à l'entrée en vigueur du modèle proche de la réalité du marché, conformément à l'art. 30, al. 5, de la Loi sur l'énergie (LEne) du 30 septembre 2016. (...)

Pour le surplus, nous nous référons à la position de la Conférence gouvernementale des cantons alpins du 28 août 2017.

Tout en vous remerciant pour l'occasion que vous nous avez donnée de prendre position, nous demandons au Conseil fédéral de tenir dûment compte de nos arguments dans son projet de révision partielle de la Loi sur l'utilisation des forces hydrauliques.

Le Président
PIASENTA Florian

Commune de Salvan



Le Secrétaire
Cédric Gilardi



Bundesamt für Energie BFE
Sektion Wasserkraft
3003 Bern

revision-wrg@bfe.admin.ch

Bern, 12. Oktober 2017

Revision des Wasserrechtsgesetzes Stellungnahme des Schweizerischen Gemeindeverbands (SGV)

Sehr geehrte Frau Bundesrätin
Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 22. Juni 2017 haben Sie dem Schweizerischen Gemeindeverband (SGV) das oben erwähnte Geschäft zur Stellungnahme unterbreitet. Für die Gelegenheit uns aus Sicht der rund 1'650 dem SGV angeschlossenen Gemeinden äussern zu können, danken wir Ihnen.

Der Bundesrat schlägt vor, in einer Übergangsperiode in den Jahren 2020 bis 2022 die Wasserzinsen von maximal 110 auf 80 Fr./W_{br} zu senken. Nach der Übergangsregelung soll ein flexibles Modell für den Wasserzins eingeführt werden. Die genaue Ausgestaltung soll dem Parlament zu einem späteren Zeitpunkt mit einer separaten Vorlage vorgelegt werden. Alternativ könnte laut Bundesrat in der Übergangszeit vorgesehen werden, die Senkung nur für klar defizitäre Wasserkraftwerke vorzusehen. Weiter wird vorgeschlagen, Kraftwerken, denen Investitionshilfen aus dem Netzzuschlag gewährt werden, die Wasserzinsen während der Bauzeit und während zehn Jahren nach Inbetriebnahme zu erlassen. **Der SGV lehnt die Senkung des Wasserzinsmaximums von 110 auf 80 Fr./W_{br} ab. Der Alternativvariante für die Übergangsregelung und einer Wasserzinsbefreiung bei der Gewährung von Investitionsbeiträgen steht der SGV nicht grundsätzlich ablehnend gegenüber.**

Wasserzinssenkung

Folgende Überlegungen waren ausschlaggebend für die ablehnende Haltung des SGV gegenüber der Änderung von Art. 49 Abs. 1, 1bis und 2 erster Satz und Art. 50a.

1. Negative Auswirkungen auf Gemeinden

Eine Reduktion der Wasserzinsen würde Ausfälle in den Kantons- und Gemeindekassen von insgesamt 150 Millionen Franken bedeuten. Betroffen sind mit einer Ausnahme alle Kantone. Insbesondere jedoch das Wallis (164 Mio. Franken), Graubünden (124 Mio. Franken), Aargau (50 Mio. Franken), Tessin (55 Mio. Franken), Uri (26 Mio. Franken) und Bern (46 Mio. Franken). Dazu kommen jene Gemeinden, die an den Erträgen beteiligt sind. Die Anteile sind je nach Kanton unterschiedlich. Der Kanton Graubünden etwa teilt die Wasserzinseinnahmen hälftig mit den Gemeinden. In viele Gemeinden – gerade im Wallis oder Graubünden – machen die Wasserzinseinnahmen einen grossen Teil der gesamten Einnahmen aus. Ohne die Möglichkeit, diese Einnahmefälle im Rahmen des Finanz- und Lastenausgleichs zu kompensieren, spüren die Auswirkungen vor allem strukturschwache Regionen und Gemeinden. Mit dem Wegfall der Beiträge aus

der Stromerzeugung durch Wasserkraft würden Bergregionen- und Gemeinden weiter geschwächt. Eine Aufrechterhaltung des Leistungsniveaus zu Gunsten der Bevölkerung würde vermehrt schwierig. Die Gemeinden würden für die Bevölkerung und die Wirtschaft weniger attraktiv, was sich wiederum auf andere Einnahmequellen negativ auswirkt. Eine Senkung der Wasserzinsen, wie vom Bundesrat vorgeschlagen, läuft, aufgrund der erwähnten negativen Folgen für viele Gemeinden, den Zielen der föderalen Autonomie der Gebietskörperschaften und der Regionalpolitik zuwider.

2. *Richtiger Zeitpunkt?*

Die Energiepolitik der Schweiz ist im Umbruch. Auf das JA an der Urne zur Energiestrategie 2050 müssen weitere Schritte folgen. So wurden die Arbeiten für ein neues Strommarktdesign bereits aufgenommen. Im Moment ist allerdings noch unklar, wie es aussehen wird und wann es in Kraft tritt. Die künftige Preisgestaltung hängt vom Strommarktdesign jedoch stark ab. Aus Sicht des SGV sollte die Frage des Wasserzinses erst aufgeworfen werden, wenn das neue Strommarktdesign verabschiedet ist. Er fordert, dass die Wasserzinsen bis zum Inkrafttreten eines neuen Strommarktmodells bei 110 Fr./W_{br} belassen werden. Der Bundesrat impliziert mit der Übergangsregelung, dass bis 2023 ein neues Marktmodell festgelegt ist. Der SGV schätzt diesen Fahrplan aufgrund der Vielschichtigkeit und der diversen zu berücksichtigenden Interessen als nicht realistisch ein.

Es ist absehbar, dass in den kommenden Jahren die Nachfrage nach erneuerbaren Energien steigen wird. Bevölkerungswachstum, höherer Wohlstand und insbesondere auch die Umstellung von motorisierten Transportmitteln auf Elektroantrieb treiben diese Entwicklung an. Mit dem beschlossenen Ausstieg aus der Kernkraft müssen zudem 40% der Stromproduktion ersetzt oder eingespart werden. Die Wasserkraft als wichtigste einheimische und erneuerbare Energiequelle wird in der Energiewende eine wichtige Rolle spielen und ein Trumpffaktor sein.

3. *Notwendigkeit?*

In den letzten Jahren konnten die Elektrizitätswerke aus der Wasserkraft Gewinne erzielen. Diese nahmen in den letzten Jahren zwar ab. Die in der Elektrizitätsstatistik erfassten Unternehmen wiesen im Jahr 2014 jedoch Reserven von 22.5 Milliarden Franken auf. Sie sollten in der Lage sein, eine vorübergehende Baisse mit eigenen Mitteln zu überbrücken. Die Gewinne der Stromkonzerne zulasten des Gemeinwesens zu erhöhen erscheint ungerechtfertigt. Die Wasserkraft ist rentabel. Bis zum Inkrafttreten des neuen Strommarktes dürfte sich an dieser Situation wenig ändern.

Wasserzinsbefreiung bei Gewährung von Investitionsbeiträgen

Der Vorschlag, einem Kraftwerk, das einen Neubau oder eine Erweiterung nur mit Investitionshilfen aus dem entsprechenden Netzzuschlag tätigen kann, die Wasserzinsen während der Bauzeit und während 10 Jahren ab Inbetriebnahme zu erlassen, lehnt der SGV nicht grundsätzlich ab. Allerdings müsste eine entsprechende Regelung hinsichtlich Verzichtsumfang und Dauer flexibler, d.h. auf die Umstände angepasst, ausgestaltet werden können. Investitionen wie auch Investitionshilfen fallen unterschiedlich hoch aus. Verzichtsumfang und Dauer der Ermässigung der Wasserzinsen müssen anhand dieser Parameter flexibel festgelegt werden können. Es ist eine gesetzliche Grundlage zu schaffen, die massgeschneiderte Lösungen zulässt.

Alternativvariante für Übergangsregelung

Eine Regelung, die in Einzelfällen und unter vordefinierten Bedingungen Überbrückungshilfe von klar defizitären Wasserkraftwerken vorsieht, ist für den SGV denkbar.

Der SGV möchte darauf hinweisen, dass von den Auswirkungen einer Wasserzinsreduktion nicht alle Gemeinden gleich betroffen wären und entsprechend unterschiedliche Haltungen gegenüber der Revision des Wasserrechts vorhanden sind.

Wir danken Ihnen für die Kenntnisnahme und die Berücksichtigung unserer Anliegen.

Freundliche Grüsse

Schweizerischer Gemeindeverband

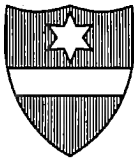
Präsident

Direktor

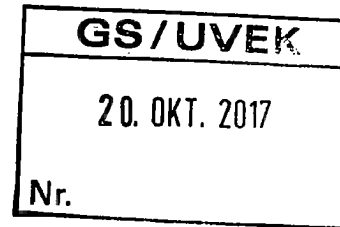


Hannes Germann
Ständerat

Reto Lindegger



Einwohnergemeinde
Gemeindeverwaltung
3929 Täsch



Frau Bundespräsidentin Doris Leuthard
Vorsteherin des UVEK
Kochergasse 6
3003 Bern

Bereich: Verwaltung
Zuständig: S. Grand
Telefon: 027 / 966 46 68
Telefax: 027 / 966 46 67

Täsch, 12. Oktober 2017

Stellungnahme zum Entwurf für die Teilrevision des Bundesgesetzes über die Nutzbarmachung der Wasserkräfte vom 22. Dezember 1916 (WRG, SR 721.80)

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen, dass Sie uns Gelegenheit geben, uns zum Entwurf für die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes zu äussern. Auf der Grundlage der erhaltenen Dokumentation möchten wir die folgenden Überlegungen aufführen.

A. Der Entwurf: Zusammenfassung

Die geltenden eidgenössischen Bestimmungen zur Nutzbarmachung der Wasserkräfte treten Ende 2019 ausser Kraft. Bis 2019 muss der Bundesrat dem Parlament ausserdem den Entwurf eines neuen, marktnäheren Elektrizitätsmarktmodells unterbreiten (Art. 30, Abs. 5 EnG).

Der Bundesrat hat eine Gesetzgebung in Bezug auf die Wasserzinse für den Zeitraum nach dem 1. Januar 2020 erarbeitet und schlägt eine Übergangsregelung für die Jahre 2020 bis 2022 vor.

Der Vorschlag sieht als Hauptvariante vor, den maximalen Wasserzins von derzeit jährlich 110 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung auf 80 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung zu senken (Art. 49, Abs. 1 und 1bis).

Alternativ erwägt der Bundesrat, die Zinssenkung während einer Übergangszeit nur auf die Kraftwerke anzuwenden, die tatsächlich Verluste verzeichnen.

Für die Zeit nach 2022 schlägt der Bundesrat vor bzw. plant, das Wasserzinsmaximum flexibel zu gestalten und aus einem festen und einem variablen, marktabhängigen Teil zusammzusetzen. Das flexible Wasserzinssystem wird nur grob umrissen; das neue System soll dem Parlament erst später in einem gesonderten Entwurf gleichzeitig mit dem neuen marktnahen Elektrizitätsmarktmodell vorgelegt werden.

Schliesslich sieht der Entwurf vor, dass die Wasserkraftwerke zugunsten eines Investitionsbeitrags nach Art. 26 des neuen Energiegesetzes während 10 Jahren von der Zahlung des jährlichen Wasserzinses befreit werden (Art. 50a).

B. Die Position der Gemeinde Täsch: Zusammenfassung

Die Gemeinde Täsch ist gegen einzelne Senkungen des Wasserzinses und lehnt sowohl die Hauptvariante als auch die alternative Variante des Bundesrats ab.

Bezüglich des geplanten flexiblen Modells wird die Gemeinde Täsch zu gegebener Zeit Stellung beziehen. Da das künftige Marktmodell die Grundlage für die Gestaltung des neuen Wasserzinsmodells bilden wird, wäre jede diesbezügliche Einschätzung zum jetzigen Zeitpunkt verfrüht.

Ebenso lehnt die Gemeinde Täsch die Befreiung der Wasserkraftwerke vom jährlichen Wasserzins zugunsten eines Investitionsbeitrags ab.

Jede Unterstützungsmassnahme für die Wasserenergieerzeuger setzt voraus, dass Klarheit über die Kosten und die vergangenen und künftigen Geldflüsse an die Aktionäre geschaffen wird.

Die Schwierigkeiten der Wasserkraftbranche, die wie erwähnt noch zu klären sind, können Unterstützungsmassnahmen zwar rechtfertigen, aber nur im Kontext einer politischen Gesamtlösung, die alle Beteiligten des Energiemarkts einbezieht.

Diese Politik sollte die strategische Bedeutung der Wasserkraft berücksichtigen, das heisst die Versorgung unseres Landes mit sauberer, erneuerbarer, einheimischer und sicherer Energie.

C. Argumente

1.

1.1.

Der Bundesrat schlägt vor, den Höchstsatz des Wasserzinses von derzeit jährlich 110 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung auf 80 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung zu senken. Dies bedeutet eine beträchtliche Senkung, sowohl prozentual (ungefähr 27 Prozent) als auch absolut, welche die Wasserzinse auf das Niveau der Jahre 1997 bis 2010 zurückwirft.

Diese Senkung ist nicht nur beträchtlich, sondern scheint auch allen nationalen Wirtschaftsindikatoren zuwiderzulaufen bzw. richtet sich nicht nach ihnen (Konsumentenpreisindex, Situation der Industrie und insbesondere der Exportindustrie, Kapitalrendite, finanzielle Belastung der Gemeinwesen).

Mit anderen Worten, die Wasserzinssenkung scheint ausschliesslich von dem Willen diktiert, der Wasserkraftbranche aus ihren Schwierigkeiten zu helfen.

Sie scheint nicht das Ergebnis einer umfassenden, strukturellen und langfristigen Einschätzung zu sein. Sie scheint sich nicht in ein kohärentes Massnahmenpaket einzufügen und zieht zur Unterstützung der Wasserkraftunternehmen keine anderen institutionellen oder wirtschaftlichen Akteure aus der Wasserkraftbranche (wie z. B. die Verteilungsunternehmen) oder die (nicht wasserzinsberechtigten) nicht alpinen Kantone und Gemeinden hinzu, einschliesslich der Eigentümer von Stromerzeugungs- oder -verteilungsunternehmen oder der Stromverbraucher, insbesondere der Unternehmen, die grosse Verbraucher sind und insbesondere von der Energieversorgungssicherheit und den gegenwärtigen niedrigen Energiekosten profitieren.

1.2.

Übereinstimmend mit dieser kritikwürdigen Haltung rechtfertigt der Bundesrat den Vorschlag einer Übergangsregelung zur Senkung des maximalen Wasserzinssatzes einzig mit dem Verweis auf die schwierige Lage der Wasserkraftwerke.

Trotzdem ist er der Ansicht, dass der Vorschlag auch die Interessen der wasserzinsberechtigten Gemeinwesen berücksichtigt (erläuternder Bericht, Anfang von Punkt 1.3).

Tatsächlich ist eine allgemeine Senkung des Höchstzinses auf 80 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung nicht nur objektiv ungerechtfertigt, sondern sie geschieht auch zum ausschliesslichen Nutzen der Wasserkraftwerke, deren Kosten sinken, während die Interessen der konzedierenden Gemeinwesen ernsthaft bedroht sind. Im weiteren Sinn begünstigt die Wasserzinssenkung die industrialisierten Mittellandkantone zulasten der Kantone, die ihre Wasserressourcen im Interesse des Landes geopfert haben, und die in der Regel zu den am meisten benachteiligten und wirtschaftsschwächsten Regionen der Schweiz gehören.

1.3.

Die Einnahmen aus der Nutzbarmachung der Wasserkraft sind sowohl für den Kanton Wallis, der die Wasserzinse der Rhone einnimmt, als auch für das Walliser Gemeinwesen von entscheidender Bedeutung. Dies nicht nur für die Empfänger der Wasserzinse: Weil der Wasserzins in den kantonalen Finanzausgleich eingeschlossen ist, verteilen sich die positiven Auswirkungen auf die Bilanzen aller Gemeinden. Dies verhält sich vermutlich in der gesamten Alpenregion so.

Nach dem erläuternden Bericht des Bundesrats (Tabelle 1 mit Bezug auf das Jahr 2015) belaufen sich die Wasserzinseinnahmen im Wallis auf insgesamt rund 164 Millionen Franken jährlich, wovon 50 Millionen Franken an die konzedierenden Gemeinden gehen. Die geplante Senkung des Höchstzinses um 27 Prozent wird die Einnahmen des Gemeinwesens um mindestens 45 Millionen Franken jährlich schmälern, wobei allein den konzedierenden Gemeinden ungefähr 13 Millionen Franken verloren gehen.

Anhand der Statistiken, die für jede konzedierende Gemeinde die Wasserzinseinnahmen den Steuereinnahmen gegenüberstellen, ist die negative Auswirkung einer Wasserzinssenkung auf die finanzielle Lage der Gemeinden ganz eindeutig zu belegen. In Bezug auf die Steuereinnahmen (ausser Geschenken und Zugeständnissen) beträgt der jährliche Wasserzinssatz im Durchschnitt mehr als 7 Prozent. In manchen Gemeinden ist der Anteil allerdings beträchtlich höher; in sieben Fällen (Randa, Binn, Bitsch, Eisten, Ergisch, Gondo, Oberems) übersteigt er sogar 100 Prozent, bei zehn Gemeinden (Bourg-Saint-Pierre, Embd, Fieschertal, Grengiols, Saas-Almagell, Saas-Balen, Simplon, Staldenried, St. Niklaus, Trient) liegt er weit über 50 Prozent und in elf weiteren Gemeinden über 20 Prozent. Nun kann man sich leicht vorstellen, welche verheerende finanzielle Konsequenzen eine Senkung des Wasserzinses für diese Gemeinden hätte.

2.

2.1.

Für die Bergregionen ist die Wasserkraft bekanntlich ein wirtschaftliches Standbein. Die Wasserzinseinnahmen haben einen direkten Einfluss auf die Gesellschaft und auf die Möglichkeit, die Berggemeinden mit steuerlichen, wirtschaftlichen und sozialen Massnahmen attraktiv zu machen und in den Randregionen eine Landflucht zu verhindern. Die Wasserzinse gehören somit zu den stabilisierenden und ausgleichenden Elementen zugunsten der schwächsten Regionen. Sie drastisch zu senken, ohne zumindest Ausgleichsmassnahmen vorzusehen, steht im Widerspruch zu den politischen Bestrebungen, die Berg-, Rand- und wirtschaftlich schwachen Regionen zu unterstützen.

2.2.

Im Übrigen rechtfertigt es die von Gemeinde Täsch unbestrittene Notwendigkeit, die Wasserkraftbranche zu unterstützen, nicht, eine unausgewogene Massnahme zu ergreifen, die das nationale Interessengleichgewicht unberücksichtigt lässt. Die Unterstützung der Wasserkraftbranche ist im Übrigen eine strategische Option für die gesamte Schweiz, deren

Hauptlast nicht den Empfängern der Wasserzinsen und den schwächsten Regionen auferlegt werden darf.

2.3.

Weiter ist zu betonen, dass die Elektrizitätsgesellschaften als Arbeitgeber in letzter Zeit beträchtlich an Bedeutung verloren haben, sei es, weil die Zeit der grossen Investitionen insgesamt vorbei ist, oder weil durch den technologischen Fortschritt und andere allgemeine Veränderungen der Personalbedarf vor allem für den Unterhalt der Produktionsstätten zurückgegangen ist. Die Randregionen haben damit einen Vorteil verloren, der in der Vergangenheit noch eine gewisse Rolle spielte. Eine Senkung der Wasserzinse würde dieses Problem verschärfen.

3.

3.1.

Die historische Begründung der Wasserzinse spricht ebenfalls gegen das in die Vernehmlassung gegebene Konzept.

3.2.

Mit der Einführung des Höchstsatzes für die Wasserzinse zu Beginn des letzten Jahrhunderts wollte man von Anfang an das Gleichgewicht zwischen zwei gegensätzlichen Interessen wahren: zwischen der preisgünstigen Versorgung des ganzen Landes mit elektrischer Energie (hauptsächlich zugunsten der industriell entwickelten Mittellandregionen) und einer gerechten Entschädigung der Wasserursprungsregionen, welche die zur Erzeugung von elektrischer Energie benötigte Wasserkraft liefern.

Mit zunehmender Verschmutzung der Lebensräume haben im Laufe der Zeit bei der Gewichtung auch der Landschafts- und Umweltschutz sowie die Erhaltung und Erneuerung der vorhandenen Wasserkraftanlagen an Bedeutung gewonnen und den Wert des Wassers erhöht (siehe BWG Nr. 3 von 2002, Der Wasserzins – die wichtigste Abgabe auf der Wasserkraftnutzung in der Schweiz, Punkt 4).

3.3.

Die Senkung des Wasserzinses würde das Gleichgewicht zerstören, das aus der Geschichte der Wasserkraftnutzung erwachsen ist. Sie entwertet auf ungerechtfertigte Weise den Preis einer grundlegenden Ressource und benachteiligt die Regionen, die ihre Wasserreserven dem ganzen Land zur Verfügung gestellt haben.

4.

Wie zuvor erwähnt, führt der Bundesrat als Begründung der vorgeschlagenen Übergangsregelung für die Senkung des maximalen Wasserzinssatzes die schwierige Lage der Wasserkraftwerke an, die ihre Produktionskosten nicht ausreichend decken könnten.

Die Gemeinde Täsch erkennt an, dass es auf dem Schweizer Elektrizitätsmarkt Verzerrungen gibt und dass manche Wasserkraftwerke Rentabilitätsprobleme haben. Diese Probleme dürfen jedoch nicht hauptsächlich dem Wasserzins und seiner Höhe zugeschrieben werden. Sie beruhen vor allem auf dem Zusammenbruch des Energiemarktes und bei den Pumpspeicherkraftwerken auf dem Zusammenbruch der Preisspitzen.

Diese Probleme von allgemeiner Tragweite erfordern globale Überlegungen und Lösungen auf europäischer und unbedingt auch auf nationaler Ebene. Sie können nicht durch Massnahmen gelöst werden, die sich hauptsächlich auf die Kantone und die konzederenden Gemeinden niederschlagen, ohne zur Unterstützung der Wasserkraftbranche die Eidgenossenschaft, die anderen Kantone und Gemeinden hinzuzuziehen sowie auch die Wirtschaftsakteure, die von der Versorgungssicherheit profitieren.

5.

Die mangelnde Deckung der Produktionskosten, unter der die Wasserkraftwerke zu leiden scheinen, darf nicht als gegeben hingenommen werden und muss aus mindestens zwei Gründen in erster Linie diesen Unternehmen selbst zur Last gelegt werden. Auch die ECom hat sich im Fazit ihres Berichts (Punkt 4) zuhanden der UREK-N vom 26. Juni 2017 in diesem Sinne geäußert (auch wenn sich das Dokument auf von den Endverbrauchern in der Grundversorgung finanzierte Unterstützungsmassnahmen bezieht, gelten die Überlegungen der ECom ebenso in Bezug auf den Vorschlag zur Wasserzinssenkung).

5.1.

In der Vergangenheit haben die Erzeugungsunternehmen fast immer Dividenden an ihre Aktionäre ausgeschüttet, also haben sie auch Gewinne erzielt. Die ausgeschütteten Dividendenbeträge waren meistens höher als die gezahlten Wasserzinse. Es ist nicht gerecht, dass die Wasserzinse nun angesichts der Entwicklung der Marktlage gesenkt werden sollen. Die Aktionäre müssten die Erzeugungsunternehmen ebenfalls bei der Überwindung dieser schwierigen Lage unterstützen und dazu auch aus den erhaltenen Dividenden schöpfen. Die in die Vernehmlassung gegebene Dokumentation und die vorgeschlagene Gesetzesänderung gehen auf diesen Aspekt überhaupt nicht ein.

5.2.

Es gibt ausserdem berechtigte Zweifel in Bezug auf die tatsächliche Situation der Erzeugungsunternehmen und ihre Beziehungen zu den Aktionären und den Verteilungsunternehmen, die mitunter selbst Aktionäre sind.

Die Kostenpositionen, welche die unzureichende Deckung der Produktionskosten bei den im Markt tätigen Wasserkraftwerken und generell die Schwierigkeiten der im Wasserkraftmarkt tätigen Erzeugungsunternehmen bestimmen, sind praktisch nicht bekannt. Sie sind das Ergebnis einer Schätzung und basieren auf Daten, die der Öffentlichkeit nicht zugänglich und schwer zu interpretieren sind, wie der Bundesrat selbst veranschaulicht hat (erläuternder Bericht, Punkt 1.1, Abs. 7).

Es ist nicht gerechtfertigt, Unterstützungsmassnahmen zu planen, ohne über ein vollständiges Bild und über zuverlässige Daten zu den Schwierigkeiten der Erzeugungsunternehmen zu verfügen, die nicht nur Dividenden ausschütten, sondern die Aktionäre nicht selten auch noch auf andere Weise begünstigen (durch Energieversorgung zu Vorzugspreisen, durch Vergütung des Aktienkapitals und sonstige Formen direkter oder indirekter Zahlungen).

Eine Unterstützung trotz fehlender transparenter und zuverlässiger Daten ist umso fragwürdiger, als die geplante drastische Senkung der Wasserzinse die oftmals aufgrund ihrer Randlage benachteiligten Gemeinwesen in grosse finanzielle Schwierigkeiten bringt.

Darüber hinaus ist höchste Datentransparenz ein unerlässliches Kriterium, das auch die Regierungskonferenz der Gebirgskantone fordert, und sei es nur, um eventuelle individuelle Unterstützungsmassnahmen genauer zu definieren (Stellungnahme der RKGK zum Entwurf vom 28. August 2017, Punkte 7 und 29).

5.3.

Eine generelle Senkung des Wasserzinses ist umso weniger nachvollziehbar, wenn man bedenkt, dass mehr als die Hälfte der Wasserenergie in der Grundversorgung verkauft wird. Innerhalb dieser Versorgung gilt üblicherweise das Produktionskostenprinzip, nach dem alle Kosten gedeckt werden. Dieser Teil der Wasserenergie hat demnach keine Rentabilitätsprobleme, sondern würde ohne jeglichen Grund von der Senkung des Wasserzinsmaximums profitieren (erläuternder Bericht, Punkt 1.3, zweiter Absatz).

6.

Um die Auswirkung der Wasserzinssenkung zu mildern, erwähnt der Bundesrat im erläuternden Bericht, jedoch nicht im Gesetzestext, einen Alternativvorschlag für die Übergangsregelung, der eine Senkung des Wasserzinses nur für die Wasserkraftwerke vorsieht, die tatsächlich Verluste verzeichnen.

Die oben genannten Argumente gelten grundsätzlich ebenso gegen einzelne Senkungen des Wasserzinses.

In jedem Fall sollte diese Lösung von einer genauen Bewertung der wirtschaftlichen Lage der Wasserenergieerzeuger abhängig gemacht werden (Grundsatz der Kostentransparenz).

Und schliesslich sollte auch die individuelle Unterstützung von einer Rückzahlung der erlassenen Beträge nach genau definierten Kriterien bei Verbesserung der finanziellen Lage abhängig gemacht werden. Diese Möglichkeit ist jedoch im hier diskutierten Entwurf nicht vorgesehen.

7.

Ebenso erinnern wir daran, dass eine Reihe von Massnahmen zur Unterstützung der grossen Wasserkraftwerke in die Energiestrategie 2050 aufgenommen wurde. Dies mit dem Ziel, die Wirtschaftsbedingungen der vorhandenen Wasserkraftwerke mit einer Marktprämie (Art. 30 nEnG) in Höhe von ungefähr 120 Millionen Franken pro Jahr zu verbessern beziehungsweise die Zahl der grossen Wasserkraftwerke durch die Gewährung von Investitionsbeiträgen (siehe hierzu das Faktenblatt «Wasserkraft» des UVEK vom 21. März 2017) zu erhöhen (Neuanlagen, erhebliche Erweiterungen und Erneuerungen).

Diese Massnahmen scheinen gerechtfertigt. Es ist hingegen nicht notwendig und gerecht, auch bei den Wasserzinsen Änderungen vorzunehmen.

8.

Schliesslich schlägt die Gemeinde Täsch in Anbetracht der obigen Ausführungen vor, in der Übergangszeit das Wasserzinsmaximum von jährlich 110 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung beizubehalten.

Zur Unterstützung der Erzeuger, die tatsächliche finanzielle Schwierigkeiten nachweisen können, schlägt die Gemeinde Täsch vor, gegebenenfalls während einer Übergangszeit das Modell der sogenannten Grundversorgungsprämie anzuwenden.

Dieses sieht vor, die Einnahmen aus einer – den gebundenen Endverbrauchern auferlegten – Grundversorgungsprämie zur Deckung der theoretischen Verluste der Wasserkraftwerke zu verwenden (siehe hierzu die Vorschläge der Energieerzeuger in: Sécurité de l'approvisionnement: nouvelles conditions-cadres, Fédération romande pour l'énergie (FRE), Bulletin Nr. 53 vom 30. Juni 2017; EICOM-Bericht an die UREK-N vom 26. Juni 2017, Punkt 3.1).

9.

Für die Zeit nach 2022 plant der Bundesrat, das Wasserzinsmaximum flexibel zu gestalten und aus einem festen und einem variablen, marktabhängigen Teil zusammenzusetzen. Das flexible Wasserzinssystem wird nur in groben Zügen vorgestellt.

Die Gemeinde Täsch ist der Ansicht, dass es verfrüht wäre, zu dem im erläuternden Bericht des Bundesrats vorgestellten Flexibilisierungsmodell Stellung zu nehmen, meint jedoch, dass dieses letztlich nicht in den Rahmen des vorgestellten Entwurfs passt. Die Gemeinde Täsch betont indessen noch einmal, dass jegliche Lösung die *Transparenz der Kosten* voraussetzt und dass nicht versucht werden darf, die Schwierigkeiten der Wasserkraftbranche durch Benachteiligung der wasserzinsberechtigten Gemeinwesen zu beheben. Der Ansatz sollte überarbeitet werden.

Im Übrigen ist es nicht möglich, ein künftiges Modell des Wasserzinsmaximums zu bewerten, ohne das entsprechende Marktmodell zu kennen. Erst wenn der Rahmen des neuen Elektrizitätsmarktes bekannt ist, wird es möglich sein, eine konkrete und kohärente Diskussion über das künftige Modell des Wasserzinsmaximums ins Auge zu fassen.

Zum Flexibilisierungsmodell wird die Gemeinde Täsch deshalb zu gegebener Zeit Stellung beziehen.

10.

Schliesslich sieht der Entwurf vor, dass die Wasserkraftwerke, die nach dem neuen Energiegesetz einen Investitionsbeitrag erhalten, für einen Zeitraum von 10 Jahren vom Wasserzins befreit werden.

Diese Regelung erscheint zu starr und droht zu einer Ungleichbehandlung dieser Kraftwerke zu führen, da sie eine Befreiung für alle Kraftwerke vorsieht, unabhängig von der getätigten Investition, vom bezogenen Investitionsbeitrag und der erreichten Gesamtbruttoleistung beziehungsweise, bei Erweiterung oder Erneuerung der vorhandenen Kraftwerke, von der erworbenen zusätzlichen Bruttoleistung.

Die Regelung ist einmal mehr problematisch aufgrund der negativen Auswirkungen auf die konzedierenden Gemeinden, die während der für den Bau bewilligten Frist und während zehn Jahren ab Inbetriebnahme, das heisst über einen sehr langen Zeitraum, keine Wasserzinse einnehmen.

11.

Der Bundesrat hat die vorliegende Revision genutzt, um die Gesetzgebung über die Kompetenzen von Grenzwasserkraftwerken (Art. 7 und Art. 49, Abs. 1, letzter Satz) einzuarbeiten. Dem erläuternden Bericht (Punkt 1.2 am Ende) ist zu entnehmen, dass dies keinerlei Änderung des geltenden materiellen Rechts nach sich zieht. Dies nehmen wir zur Kenntnis. Besondere Bemerkungen sind nicht notwendig.

In der Hoffnung, dass die obigen Betrachtungen bei der Überarbeitung des Entwurfs berücksichtigt werden, verbleiben wir, sehr geehrte Frau Bundespräsidentin,

mit freundlichen Grüssen

der Vizepräsidentin der Schreiberin


Klaus Tscherrig


Sibylle Grand



VAL D'HÉRENS
ASSOCIATION
DES COMMUNES
SOURCE D'ÉNERGIES

GS / UVEK

16. OKT. 2017

Nr.

Madame la Présidente de la Confédération
Doris Leuthard
Directrice DATEC
Kochergasse 6
3003 Berne

Euseigne, 12 octobre 2017



Madame la Présidente de la Confédération
Doris Leuthard
Directrice DATEC
Kochergasse 6
3003 Berne

Euseigne, 12 octobre 2017

Prise de position sur l'avant-projet concernant la révision partielle de la Loi fédérale du 22 décembre 1916 sur l'utilisation des forces hydrauliques (LFH, SR 721.80)

Madame la Présidente de la Confédération,
Mesdames, Messieurs,

Nous vous remercions de l'occasion qui nous est offerte de nous exprimer sur l'avant-projet concernant la révision partielle de la loi sur les forces hydrauliques. Sur la base de la documentation reçue, nous exprimons les considérations suivantes.

A. Le projet en résumé

Les dispositions fédérales en matière d'utilisation des forces hydrauliques en vigueur expireront à la fin 2019. D'ici 2019, le Conseil fédéral doit en outre soumettre au Parlement la conception d'un nouveau modèle de marché électrique plus conforme au marché réel (art. 30 al. 5 LEne).

Le Conseil fédéral a élaboré une législation en matière de redevances d'eau pour la période postérieure au 1^{er} janvier 2020, en proposant un règlement transitoire pour les années 2020-2022.

La proposition prévoit, en tant que variante principale, la réduction du taux maximal de la redevance annuelle des CHF 110/kWh_{th} actuels à CHF 80/kWh_{th} (art. 49 al. 1 et 1bis). Alternativement, pendant une période transitoire, le Conseil fédéral envisage d'appliquer la réduction uniquement aux centrales vraiment déficitaires.

Pour la période postérieure à 2022, le Conseil fédéral propose (envisage) de flexibiliser le taux maximal de la redevance annuelle, qui devrait être composé d'une partie fixe et d'une partie variable dépendante du marché. Le système flexible pour la redevance d'eau n'est présenté que dans de grandes lignes; le nouveau système ne sera soumis au Parlement qu'ultérieurement, dans un projet à part, en même temps que le nouveau modèle conforme au marché électrique.

Enfin, le projet prévoit que les installations hydroélectriques, au profit d'une contribution d'investissement conformément à l'art. 26 de la nouvelle loi sur l'énergie, soient exemptées de la redevance annuelle pour une période de 10 ans (art. 50a).

B. La position de l'ACVH en résumé

L'ACVH s'oppose à des réductions ponctuelles de la redevance en matière de droits d'eau et rejette à la fois la variante principale et la variante alternative présentée par le Conseil fédéral.

En ce qui concerne le modèle flexible prévu, l'ACVH prendra position au moment opportun. Le futur modèle de marché constituera en fait la base pour définir le nouveau modèle de la redevance en matière de droits d'eau, toute considération à cet égard étant aujourd'hui prématurée.

Enfin, l'ACVH s'oppose à l'exonération de la redevance annuelle pour les centrales hydroélectriques au profit d'une contribution d'investissement.

Toute mesure de soutien aux producteurs d'énergie hydroélectrique présuppose de faire la clarté sur les coûts et les flux financiers passés et futurs envers les actionnaires.

Les difficultés du secteur hydroélectrique, qui, comme mentionné ci-dessus, doivent être encore clarifiées, peuvent justifier des mesures de soutien, mais seulement dans le contexte d'une solution politique globale, qui implique la contribution de tous les acteurs du marché énergétique.

Cette politique devrait tenir compte de l'importance stratégique de l'énergie hydroélectrique, c'est-à-dire d'un approvisionnement de notre pays avec une énergie propre, renouvelable, nationale et sûre.

C. Arguments

1.

1.1.

Le Conseil fédéral propose la réduction du taux maximal de la redevance annuelle des CHF 110/kWh_{th} actuels à CHF 80/kWh_{th}. Cela représente une réduction importante soit en termes de pourcentage (27% environ), soit en termes absolus, qui ramène le niveau des redevances d'eau aux années 1997-2010.

Cette réduction non seulement est importante mais semble aussi aller à contre-courant (ou ne pas s'aligner) de tous les indicateurs économiques nationaux (tels que l'indice des prix à la consommation, la situation de l'industrie et en particulier de l'industrie d'exportation, la rentabilité du capital, les charges financières que doivent supporter les organismes publics).

En d'autres termes, la réduction semble être exclusivement dictée par la volonté d'aider le secteur hydroélectrique en difficulté.

Elle ne semble pas être le résultat d'une évaluation globale, structurelle et à long terme. Elle ne semble pas s'insérer dans un paquet cohérent de mesures et ne fait pas appel, pour le soutien des entreprises hydroélectriques, à d'autres acteurs institutionnels ou économiques, internes au secteur hydroélectrique (comme par ex. les entreprises de distribution) ou les Cantons et les Communes non alpines (non bénéficiaires de redevances d'eau), y compris les propriétaires d'entreprises productrices ou distributeurs d'énergie, ou encore les consommateurs d'énergie, et en particulier les entreprises, grandes consommatrices qui bénéficient notamment de la sécurité d'approvisionnement énergétique et les faibles coûts actuels de l'énergie.

1.2.

De manière cohérente avec cette position critiquable, le Conseil fédéral justifie la proposition de législation transitoire de réduction du taux maximal de la redevance annuelle en se référant uniquement à la situation difficile des centrales hydroélectriques. Malgré cela, elle estime que la proposition tient également compte des intérêts des organismes publics bénéficiaires de la redevance (rapport explicatif, début du point 1.3).

En fait, la réduction généralisée de la redevance maximale à CHF 80.-/kWh_{th}, non seulement est objectivement injustifiable, mais se fait au bénéfice exclusif des centrales hydroélectriques, qui voient leurs charges diminuer alors que les intérêts des organismes publics concédants sont sérieusement menacés. Ausens plus large, la réduction des redevances d'eau favorise les Cantons industrialisés du plateau au détriment des Cantons qui ont sacrifié leurs ressources hydriques dans l'intérêt national, qui en règle générale font partie des régions les plus défavorisées et économiquement plus faibles de la Suisse.

1.3.

Les recettes provenant de l'utilisation de la force hydrique sont d'une importance vitale tant pour le canton du Valais, qui encaisse les redevances d'eau du Rhône, que pour les communes Valaisannes, non seulement pour les bénéficiaires des redevances, les effets positifs se répartissent sur tous les bilans communaux, étant donné que la redevance d'eau est intégrée dans la péréquation financière cantonale. On peut probablement observer cette situation dans toute la région alpine.

Selon le même Rapport explicatif du Conseil fédéral (tableau 1, se référant à 2015), au Valais les recettes totales provenant de la redevance annuelle se montent à environ 164 millions de francs par an, dont plus de 50 millions de francs en faveur des communes concédantes. La réduction prévue de la redevance maximale de 27% fera diminuer les entrées dont bénéficient les organismes publics d'au moins 45 millions de francs par an, avec une perte d'environ CHF 13 millions uniquement à la charge des communes concédantes.

Sur la base des statistiques qui comparent, pour chacune des communes concédantes, les revenus provenant des redevances d'eau par rapport aux recettes fiscales, il est extrêmement simple de démontrer l'impact négatif d'une réduction des redevances sur la situation financière des communes. Par rapport aux recettes fiscales (cadeaux et concessions exclus), le taux de redevance annuelle est en moyenne supérieur à 7%. Dans certaines communes, le pourcentage est toutefois considérablement plus élevé, dans 7 cas (Randa, Binn, Bitsch Eisten Erghish, Gondo, Oberems) il dépasse même 100%; pour 10 autres communes (Bourg-St-Pierre, Embd, Fieschertal, Grengiols, Saas-Almagell, Saas-Balen, Simplon, Staldenried, St-Niklaus, Trient) le pourcentage est largement supérieur à 50%, tandis que dans 11 communes elle dépasse la barre de 20%.

Il est facile d'imaginer les conséquences financières dévastatrices pour ces communes dans le cas d'une réduction de la redevance d'eau.

2.

2.1.

Pour les régions de montagne, la force hydrique constitue notoirement un pilier du point de vue économique. Les entrées générées par la redevance annuelle ont une influence directe sur la société et sur la possibilité de rendre attrayantes les communes de montagne avec des mesures fiscales, économiques et sociales et d'éviter l'exode des régions périphériques. Les redevances d'eau constituent donc l'un des éléments stabilisants et égalisateurs en faveur des régions les plus faibles. Les réduire de façon drastique sans même prévoir des mesures compensatoires entre en conflit avec les politiques publiques de soutien aux régions montagneuses, périphériques et moins fortes économiquement.

2.2.

Par ailleurs, la nécessité, qui n'est pas contestée par l'ACVH, de soutenir le secteur hydroélectrique ne justifie pas l'adoption d'une mesure déséquilibrée qui ne tient pas compte des équilibres nationaux. Le soutien au secteur hydroélectrique constitue du reste une option stratégique pour toute la Suisse, dont la charge ne peut pas retomber principalement sur les bénéficiaires des redevances et sur les régions les plus faibles.

2.3.

Il convient également de souligner que l'importance des sociétés électriques en tant qu'employeurs s'est considérablement réduite par rapport au passé, soit parce que la phase des investissements importants d'une façon générale est terminée, soit parce que l'évolution technologique et d'autres changements généraux ont réduit le besoin de personnel surtout pour la maintenance des sites de production. Les régions périphériques ont donc perdu un avantage qui, dans le passé, a joué un certain rôle. Réduire les redevances d'eau aggrave ce problème.

3.

3.1.

La justification historique des redevances d'eau plaide aussi contre le système mis en consultation.

3.2.

Avec l'introduction, au début du siècle dernier, du taux maximal de la redevance, on a voulu poursuivre, dès le début, l'équilibre entre deux intérêts opposés, c'est-à-dire entre l'approvisionnement en énergie électrique sur tout le territoire national à des prix avantageux (essentiellement en faveur des régions développées industriellement situées sur le plateau) et une indemnisation équitable en faveur des régions de provenance des eaux, fournisseuses des forces hydriques nécessaires à la production d'énergie électrique.

Au fil du temps et avec la pollution croissante de l'espace vital, ont également acquis de l'importance dans la pondération, en faisant augmenter la valeur de l'eau, la protection du paysage et l'environnement, ainsi que la préservation et la rénovation des forces hydriques existantes (voir OFEG n° 3 de 2002, La redevance en matière de droits d'eau - le tribut le plus important en matière d'utilisation des forces hydriques en Suisse, point 4).

3.3.

La diminution de la redevance va briser les équilibres résultant de l'histoire de l'exploitation des ressources hydrauliques. Elle dévalue de façon injustifiée le prix d'une ressource fondamentale, en pénalisant les régions qui ont mis leurs réserves hydriques à la disposition de l'ensemble du pays.

4.

Comme il est mentionné plus haut, à la base de la législation transitoire proposée de la réduction du taux maximal de la redevance annuelle, le Conseil fédéral évoque la situation difficile des centrales hydroélectriques qui souffriraient d'une couverture insuffisante des coûts de production.

L'ACVH reconnaît l'existence de distorsions sur le marché suisse de l'électricité et les problèmes de rentabilité pour certaines entreprises hydroélectriques. Toutefois, ces problèmes ne peuvent pas être principalement attribués à la redevance annuelle et à son taux. Ils dépendent surtout de l'effondrement du marché de l'énergie et, pour les centrales à accumulation, de l'effondrement des pics des prix.

Ces problèmes de portée générale nécessitent de réflexions et de solutions globales au niveau européen et - en tout cas - national. Ils ne peuvent pas être résolus par des mesures qui se répercutent principalement sur les cantons et sur les communes concédantes, sans appeler à soutenir le secteur hydroélectrique la Confédération, les autres Cantons et

Communes, les acteurs économiques qui bénéficient de la sécurité de l'approvisionnement énergétique.

5.

Le déficit de couverture des coûts de production dont semblent souffrir les entreprises productrices d'énergie hydroélectrique ne doit pas être considéré comme une donnée acquise et, en tout cas et pour au moins deux raisons, doit être mis en priorité à la charge de ces mêmes sociétés productrices. La ElCom s'est exprimée dans le même sens dans les conclusions de son rapport à l'attention de la CAPTE du 26 juin 2017, au point 4 (bien que le document se réfère à des mesures de soutien financées par les consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base, les réflexions de ElCom sont également valables dans le cadre de la proposition de réduction de la redevance d'eau).

5.1.

Dans le passé, les entreprises productrices ont presque toujours versé des dividendes à leurs actionnaires, par conséquent elles ont fait des bénéfices. Les montants distribués comme dividendes étaient généralement supérieurs aux redevances payées. Il n'est pas juste qu'à présent, face à l'évolution de la situation du marché, les redevances d'eau soient réduites. Les actionnaires devraient contribuer à aider les entreprises productrices à surmonter ce moment difficile, en puisant aussi dans les dividendes perçus. La documentation mise en consultation et la modification de loi proposée ne traitent absolument pas cet aspect du problème.

5.2.

Il existe également des doutes raisonnables sur la situation réelle des sociétés productrices, sur leurs rapports avec les actionnaires et avec ces mêmes sociétés de distribution, qui sont parfois également des actionnaires.

Les positions de coûts qui déterminent une couverture insuffisante des coûts de production des centrales hydroélectriques actives sur le marché et, en général, les difficultés des entreprises productrices actives sur le marché hydroélectrique ne sont pas vraiment connues. Elles sont le résultat d'une estimation et se basent sur des données qui ne sont pas accessibles au public et difficiles à interpréter, comme l'a illustré le Conseil fédéral lui-même (Rapport explicatif, point 1.1, al. 7).

Il n'est pas justifié de prévoir des mesures de soutien sans avoir un cadre complet et sans avoir des données fiables sur les difficultés des sociétés productrices, qui, en plus de distribuer des dividendes, assez souvent font bénéficier les actionnaires d'autres façons (avec des fournitures d'énergie à des prix de faveur, en rémunérant le capital-actions, avec d'autres formes de paiements directs ou indirects).

Un soutien en l'absence de données transparentes et fiables est à plus forte raison discutable, vu que la forte réduction prévue des redevances met en grave difficulté financière des organismes publics qui sont souvent en difficulté à cause de leur emplacement périphérique.

En outre, la transparence maximale des données est un critère indispensable exigé aussi par la Conférence des gouvernements des cantons alpins, ne serait-ce que pour entrer dans le détail d'éventuelles mesures de soutien individuelles (prise de position de la CGCA sur l'avant-projet du 28 août 2017, points 7 et 29).

5.3.

Une réduction généralisée de la redevance en matière de droits d'eau est encore moins compréhensible si l'on considère que plus de la moitié de la production hydroélectrique est vendue dans le service universel. A l'intérieur de ce service est d'usage le principe des coûts de production selon lequel tous les coûts sont couverts. Cette partie de l'hydroélectricité n'a donc pas de problèmes de rentabilité mais bénéficierait, sans aucune raison, de la réduction du taux maximal de la redevance (rapport explicatif, point 1.3, deuxième alinéa).

6.

Afin d'atténuer l'impact de la réduction du taux maximal de la redevance, le Conseil fédéral mentionne, dans le rapport explicatif, mais pas dans le texte de loi, une proposition alternative pour la réglementation transitoire qui prévoit une réduction de la redevance pour les droits d'eau uniquement pour les centrales vraiment déficitaires.

Les arguments susmentionnés sont aussi fondamentalement contraires à des réductions ponctuelles de la redevance pour les droits d'eau.

En tout cas, cette solution devrait être subordonnée à une évaluation précise de la situation économique des entreprises productrices d'énergie hydroélectrique (principe de la transparence des coûts).

Et enfin, le soutien individuel devrait être subordonné à des critères précis de récupération des montants déduits en cas d'amélioration de la situation financière. Par contre, cette option n'a pas été prévue dans le projet en discussion.

7.

Il convient également de rappeler qu'une série de mesures visant à soutenir les grandes centrales hydroélectriques ont été intégrées dans la Stratégie énergétique 2050. L'objectif est d'améliorer les conditions économiques des centrales existantes avec une prime de marché (art. 30 nLEne), soit environ CHF 120 millions par an, respectivement d'augmenter le nombre de grandes centrales hydroélectriques (nouvelles installations, extensions et rénovations de grande envergure) par la concession de contributions d'investissement (voir à ce sujet la fiche technique "Force hydrique" du 21 mars 2017 du DETEC).

Ces mesures semblent justifiées. Par contre il n'est pas nécessaire et équitable d'intervenir aussi sur la redevance pour les droits d'eau.

8.

En fin de compte et à la lumière de ce qui précède, l'ACVH propose de maintenir, dans la période transitoire, le taux maximal de la redevance annuelle de CHF 110/kWh_{th}.

Le cas échéant, afin de soutenir les producteurs qui puissent justifier des difficultés financières réelles et prouvées, l'ACVH suggère d'intervenir, pendant une période transitoire, avec un soutien selon le modèle dit de prime d'approvisionnement de base.

Ce modèle prévoit d'utiliser les revenus provenant d'un système de prime d'approvisionnement de base - chargé aux clients finaux liés - pour couvrir le déficit théorique des centrales hydriques (à ce sujet, voir les propositions des producteurs d'énergie dans: Sécurité de l'approvisionnement: nouvelle conditions cadre, FRE fédération romande pour l'énergie, Bulletin n° 153, 30 juin 2017; rapport ElCom à l'attention de la CAPTE du 26 juin 2017, point 3.1).

9.

Pour la période postérieure à 2022, le Conseil fédéral envisage de flexibiliser le taux maximal de la redevance annuelle, qui devrait être composé d'une partie fixe et d'une partie variable selon le marché. Le système flexible pour la redevance d'eau n'est présenté que dans ses grandes lignes.

L'ACVH estime qu'il est prématuré de prendre position sur le modèle de flexibilisation présenté par le Conseil fédéral dans le rapport explicatif, mais qu'en définitive, celui-ci ne rentre pas dans le cadre du projet proposé. Cependant, l'ACVH souligne à nouveau que toute solution présuppose la « transparence des coûts » et qu'il ne faut pas essayer de résoudre les difficultés du secteur hydroélectrique en pénalisant les organismes publics qui perçoivent les redevances d'eau. L'approche prévue devrait être revue.

En outre, il n'est pas possible d'évaluer un modèle futur de redevance maximale sans connaître celui du marché. Quand le cadre du nouveau marché électrique sera connu, il sera alors possible d'affronter une discussion concrète et cohérente sur le modèle futur de redevance maximale.

En ce qui concerne le modèle flexible, l'ACVH prendra donc position au moment opportun.

10.

Enfin, le projet prévoit que les installations hydroélectriques bénéficiant d'une contribution d'investissement conformément à la nouvelle loi sur l'énergie soient exemptées de la redevance annuelle pour une période de 10 ans.

Cette proposition semble trop rigide et risque de créer une disparité de traitement entre ces mêmes centrales, car elle prévoit une exemption pour toutes les centrales, indépendamment de l'investissement effectué, de la contribution d'investissement reçue et de la puissance brute totale obtenue, respectivement, en cas d'expansion ou de rénovation de centrales existantes, à la puissance brute additionnelle acquise.

La proposition est problématique, encore une fois, aussi pour les répercussions négatives sur les communes concédantes en raison du non-encaissement de la redevance pour les droits d'eau jusqu'à l'échéance prévue pour la construction et pour les 10 ans suivant la mise en service, et donc à très long terme.

11.

Le Conseil fédéral a profité de la présente révision pour intégrer la législation concernant les compétences relatives aux centrales hydroélectriques de frontière (art. 7 et art. 49, al. 1, dernière période). Du rapport explicatif (point 1.2 à la fin), il ressort que cela n'entraîne aucune modification du droit matériel en vigueur. Il en est pris acte, des observations ponctuelles ne sont pas nécessaires.

En espérant que les considérations ci-dessus soient prises en compte lors de la révision du projet, recevez, Madame la Présidente de la Confédération, nos sentiments respectueux.

Les communes du Val d'Hérens

Bernard Bruttin
Président de Mont-Noble

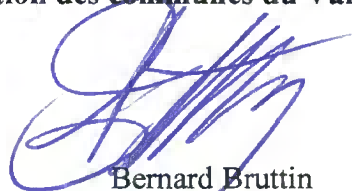
Karine Sierro
Présidente d'Hérémence

Alain Alter
Président de Saint-Martin

Danny Defago
Président de Vex

Virginie Gaspoz
Présidente d'Evolène

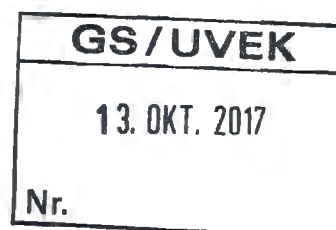
Pour l'Association des communes du Val d'Hérens (ACVH)



Bernard Bruttin
Président ACVH



Madame la Présidente
de la Confédération
Doris Leuthard
Cheffe du DETEC
Kochergasse 6
3003 Berne



Vex, le 12 octobre 2017

PROJET DE RÉVISION PARTIELLE DE LA LOI SUR L'UTILISATION DES FORCES HYDRAULIQUES PRISE DE POSITION

Madame la Présidente de la Confédération,
Mesdames, Messieurs,

Par courrier du 22 juin 2017, vous nous avez donné l'occasion de prendre position sur le projet de révision partielle de la loi sur l'utilisation des forces hydrauliques (en particulier le nouveau taux maximum de la redevance hydraulique dès le 1er janvier 2020). Après examen des documents, la Municipalité de Vex prend position comme suit:

I. RÉSUMÉ

La Municipalité de Vex considère *par principe* que la coordination, dans le temps et au niveau des contenus, de la conception du nouveau taux maximum de la redevance hydraulique avec le nouveau modèle plus proche de la réalité du marché pour le marché de l'électricité (art. 30, al. 5, LEné) est nécessaire et pertinente. Dans ce sens, elle approuve une réglementation transitoire, dont la durée ne doit pas être liée à un nombre défini d'années, mais à l'entrée en vigueur du nouveau modèle de marché, car c'est la seule manière de garantir une véritable coordination entre le modèle de redevance hydraulique et le modèle de marché de l'électricité.

Par contre, la Municipalité rejette catégoriquement la variante principale soumise par le Conseil fédéral, parce qu'elle ne corrige pas les failles du marché suisse de l'électricité, qu'elle est basée sur une analyse erronée des causes à plus d'un égard et que le Conseil fédéral fait ainsi preuve d'un comportement extrêmement contradictoire. Par ailleurs, la variante principale proposée aboutirait à une subvention injustifiée selon le principe dit «de l'arrosoir». Il en résulterait in fine que les cantons hydrauliques compenseraient indirectement la prime de marché, décidée par le peuple avec la nouvelle loi sur l'énergie, qui entrera en vigueur le 1^{er} janvier 2018 et déploiera ses effets dès le 1^{er} janvier 2020. Un point du projet soumis à consultation particulièrement intéressant à relever est que la Confédération exige un geste de toutes les autres parties (propriétaires, consommateurs, cantons hydrauliques), geste qu'elle refuse catégoriquement en ce qui la concerne, bien qu'elle ait déclaré que les forces hydrauliques constituaient le pilier central de la SE 2050.

L'unique objectif de la variante principale proposée est finalement de créer un «point d'ancrage» psychologique pour pouvoir ultérieurement à nouveau abaisser la redevance hydraulique maximale. Cette démarche objectivement et politiquement injustifiée est rejetée catégoriquement par notre Municipalité, qui n'est pas encline à «voir la solution transitoire comme une adaptation préparatoire à une solution à long terme», comme cela est formulé dans le Rapport explicatif (RE ch. 1.3).

Les arguments précités plaident en principe également contre les baisses ponctuelles de la redevance hydraulique (**proposition alternative**). Au sens de la politique de partenariat suivie avec les sociétés d'électricité, la Municipalité de Vex est néanmoins disposée à examiner des mesures de soutien, lorsque l'exploitant d'une centrale ou son propriétaire connaît de graves difficultés avérées pour la commercialisation du courant produit dans une centrale hydroélectrique spécifique. Pour un tel soutien, le principe suivant doit s'appliquer impérativement : **«Quiconque veut solliciter un soutien au-delà de la prime de marché doit garantir une totale transparence!»** Par ailleurs, les allègements accordés à la communauté bénéficiaire de la redevance hydraulique doivent être **remboursés** lorsque les sociétés réalisent à nouveau des bénéfices (sursis). Dans ce sens, la Municipalité n'exclut pas totalement une réglementation transitoire avec des réductions ponctuelles de la redevance hydraulique (au cas par cas) et soumises à des **conditions requises claires**.

Un fait exceptionnel à relever est qu'un aspect ne faisant pas explicitement partie intégrante de la proposition est mis en discussion. Il est manifeste pour la Municipalité de Vex que la présentation consultative du **modèle flexible** et les paramètres «indicatifs» mentionnés influenceront la future discussion sur le nouveau modèle de redevance hydraulique maximale. De la même façon, différents modèles pour la nouvelle conception du marché de l'électricité auraient déjà pu être mis en consultation aujourd'hui. Mais il est impossible de porter un jugement sérieux sur un futur modèle de redevance hydraulique maximale sans connaître le futur modèle de marché. La démarche choisie par le Conseil fédéral manque de coordination. La Municipalité ne consentira à une discussion concrète sur le modèle que lorsque la conception du nouveau modèle de marché (art. 30, al. 5, nLEne) sera connue. Pour des questions de principe, la Municipalité renonce donc actuellement à une prise de position plus précise sur le modèle flexible proposé. Mais aujourd'hui déjà, elle définit très clairement les **points essentiels** que tout futur modèle devra en tous cas respecter: une **transparence totale des données de la part des sociétés d'électricité et des autorités de surveillance envers les cantons**, ainsi que la **consignation et la présentation de toute la valeur ajoutée réalisable avec les forces hydrauliques**. La Municipalité de Vex rejette les propositions éventuelles de solidarisation de la redevance hydraulique par la perception d'un supplément réseau, propositions mises en discussion par des tiers, parce qu'elles sont contraires à la Constitution et au système. Globalement, chaque futur modèle choisi pour la redevance hydraulique maximale devra mettre en place des incitations pour que les communes et les cantons soient encore disposés à octroyer des concessions à l'avenir.

La justification détaillée de nos positions est la suivante (cf. pages suivantes) :

II. PRINCIPES

A. Qu'est-ce la redevance hydraulique?

1. La redevance hydraulique est le *prix à verser pour le droit exclusif d'utilisation des forces hydrauliques* octroyé aux concessionnaires (sociétés exploitant les centrales) en général pour une durée de 80 ans. L'obligation de payer la redevance hydraulique débute avec l'acquisition de la concession par le concessionnaire. Juridiquement, cette rémunération pour l'octroi d'un avantage particulier est considérée comme une taxe causale.

Des rémunérations similaires pour l'utilisation d'une ressource détenue par une collectivité publique existent par exemple pour les carrières, les gravières et pour d'autres utilisations des eaux publiques (production de chaleur, refroidissement, irrigation, etc.).

2. Contrairement à une idée fausse largement répandue, la redevance hydraulique n'est donc ni une subvention ni un impôt, mais le prix d'une ressource (juridiquement : taxe causale). C'est pourquoi la Municipalité de Vex refuse les propositions visant à transformer la redevance hydraulique en subvention ou en impôt, ce qui serait par exemple le cas, si la redevance hydraulique devait être financée par un supplément réseau (à l'instar de la «Rétribution à prix coûtant du courant injecté»), comme cela a déjà été communiqué. Juridiquement, le supplément réseau est une taxe compensatoire avec une affectation déterminée. Avec un financement de la redevance hydraulique par le supplément réseau, celui-ci (avec la redevance hydraulique) deviendrait un impôt affecté à un but précis. A cette fin, une base légale dans la Constitution fédérale fait néanmoins défaut. Ces propositions sont donc non seulement contraires à la cause, mais surtout contraires à la Constitution.

B. Quelle est l'origine de la redevance hydraulique maximale?

3. A la fin du 19^e siècle, pour la première fois, l'électricité a été acheminée sur de grandes distances. Dès lors, l'intérêt pour l'utilisation de l'énergie hydraulique a brusquement augmenté. L'industrie naissante du Plateau et la construction d'infrastructures ferroviaires voulaient être approvisionnées en courant bon marché. Il en est résulté une zone conflictuelle entre la production d'électricité aux prix les plus bas possibles et les recettes des collectivités publiques détentrices de la souveraineté des eaux. Craignant que l'utilisation des forces hydrauliques soit considérablement entravée par les redevances hydrauliques trop élevées et par d'autres services, le Parlement a décidé d'introduire un prix plafond pour la redevance hydraulique. La redevance hydraulique maximale est donc un prix plafond *réglementé par l'Etat* pour la promotion de l'industrialisation et de l'électrification du pays. Le premier taux maximum fédéral de la redevance hydraulique a été fixé en 1916 sur la base des redevances hydrauliques exigées jusqu'alors par les cantons. En acceptant cette limitation, les régions de montagne ont grandement contribué au développement de l'industrie suisse et des sites industriels. En contrepartie, les communes et cantons de montagne ont pu générer des recettes pour réaliser des aménagements et promouvoir un développement économique. La redevance hydraulique maximale est donc fondée sur un juste équilibre entre les intérêts des propriétaires de la ressource naturelle qu'est l'énergie hydraulique, et ceux de l'économie nationale.

C. La valeur de l'eau a fortement évolué

4. Au cours du siècle passé, la valeur de la ressource qu'est l'énergie hydraulique a fortement évolué à plus d'un égard. La qualité énergétique des différents types d'énergie électrique produits par les forces hydrauliques s'est considérablement affinée. L'importance de la précieuse énergie de pointe et celle des produits de courant écologique à prix élevés en sont deux exemples. Aujourd'hui, la population est aussi nettement plus sensible à la consommation du paysage et aux changements environnementaux qu'au début du 20^e siècle. Actuellement, la protection du paysage et des éléments du paysage ainsi que la production électrique si possible renouvelable sont des intérêts publics qui, entretemps, ont été intégrés à la Constitution et à la loi.

Il faut également noter à ce propos que la Confédération opère un prélèvement en faveur de l'environnement sur la redevance hydraulique, afin d'indemniser les communes incapables d'exploiter l'énergie hydraulique parce que leur paysage a été placé sous protection nationale (art. 49, al. 1 et art. 22, LFH). D'autre part, la production d'électricité issue des forces hydrauliques constitue depuis toujours le pilier central pour la sécurité de l'approvisionnement de notre pays. Suite à l'acceptation par le peuple le 21 mai 2017 de la SE 2050 et de la sortie progressive du nucléaire, l'énergie hydraulique a encore gagné en importance. En sus du renchérissement, la valeur de l'eau a nettement augmenté au siècle passé pour d'autres raisons essentielles. Le prix actuel de CHF 110.00/kW_{th} est donc tout à fait justifié.

D. Forte diminution des postes de travail

5. Les communes et les cantons de montagne ont octroyé des concessions pour l'utilisation des forces hydrauliques parce que les sociétés d'électricité avaient promis la création de postes de travail. Au début, des emplois ont effectivement été créés. Mais en raison de la digitalisation et d'autres mesures de rationalisation, nombre de postes de travail indispensables pour l'exploitation des centrales ont été supprimés et/ou délocalisés. Aujourd'hui, les centrales alpines sont gérées par les centres de coordination de groupes situés à Zurich, Baden, Olten ou Berne. L'entretien des centrales est majoritairement assuré par des équipes ou fournisseurs mobiles, respectivement des partenaires externes et non plus par des collaborateurs permanents sur place. Il en est de même pour le réseau. Au fil du temps, l'importance des sociétés d'électricité en tant qu'employeurs dans les vallées et partant une contrepartie essentielle pour les concessions octroyées s'est donc fortement relativisée.

E. Élément clé: transparence totale des données

6. Selon le modèle de redevance hydraulique actuellement en vigueur avec un taux forfaitaire maximum, les concessionnaires annoncent aux cantons uniquement la production annuelle de la centrale hydroélectrique, ce qui détermine la redevance hydraulique due pour l'année de production. Par contre, les concessionnaires et les propriétaires à l'arrière-plan ne doivent divulguer aucune donnée sur les coûts de revient ou sur les recettes générées par la production de courant hydraulique (valeur ajoutée). Le remplacement du modèle de redevance hydraulique par un modèle avec rente de ressource ou la réduction ponctuelle de la redevance hydraulique comme mesure de soutien au cas par cas seraient une contrepartie importante qui impliquerait obligatoirement la divulgation de ces données. Une rente de ressource équitable requiert la transparence totale des données de la part des entreprises de fourniture d'électricité et subsidiairement, des autorités de surveillance. L'asymétrie actuelle des informations entre d'une part le concessionnaire et ses propriétaires et d'autre part les cantons et les communes lors de la mise en oeuvre d'éventuels nouveaux modèles doit donc être impérativement et totalement compensée.

III. RÉGLEMENTATION TRANSITOIRE POUR LA REDEVANCE HYDRAULIQUE MAXIMALE (art. 49, al. 1 et 1bis)

A. Coordination pertinente entre la redevance hydraulique maximale et le nouveau modèle de marché

7. D'ici à 2019, le Conseil fédéral doit soumettre à l'Assemblée fédérale le projet d'un nouveau modèle de marché de l'électricité «plus proche de la réalité du marché» (art. 30, al. 5, nLEne¹). C'est pourquoi l'administration fédérale élabore actuellement les éléments de base à mettre en consultation l'année prochaine. Le futur modèle de marché servira de base à la conception du futur modèle de redevance hydraulique. Une prise de position sérieuse sur un nouveau modèle de redevance hydraulique maximale n'aurait pas été possible sans connaître le nouveau modèle de marché. Par conséquent, nous estimons que la coordination proposée, dans le temps et au niveau des contenus, avec le nouveau modèle de marché, est par principe nécessaire et pertinente.

¹ L'art. 30, al. 5, de la nouvelle LEne est libellé comme suit :

« 5 D'ici 2019, le Conseil fédéral soumet à l'Assemblée fédérale un projet d'acte visant à introduire, au plus tard au moment de l'expiration des mesures de soutien du système de rétribution de l'injection, un modèle proche de la réalité. » Le système de rétribution de l'injection prendra fin le 31 décembre de la cinquième année qui suit l'entrée en vigueur de la nouvelle loi sur l'énergie, soit probablement le 31 décembre 2022.

B. Refus catégorique de la réglementation transitoire proposée

8. **La Municipalité de Vex refuse catégoriquement** le projet concret proposé dans les documents de consultation pour la réglementation transitoire, car pour les raisons ci-après, une baisse du taux maximum actuel de la redevance hydraulique ne se justifie pas, ni matériellement, ni politiquement:

1. Une analyse erronée des causes engendre une proposition erronée comme variante principale

9. Le Rapport explicatif (RE) sur la révision partielle de la loi sur l'utilisation des forces hydrauliques (LFH) indique les processus qui influencent le marché énergétique national et international ainsi que les évolutions des prix et entraînent ainsi une distorsion complète du marché de l'électricité. Il s'agit pour l'essentiel de décisions politiques ou de l'absence de décisions politiques. Il est donc complètement faux de prétendre que la redevance hydraulique sape la compétitivité et la valeur intrinsèque de l'énergie hydraulique. La redevance hydraulique n'est pas la cause de ces évolutions. C'est donc aussi une erreur, dans la recherche des causes, de vouloir montrer du doigt la redevance hydraulique et de laisser les cantons hydrauliques payer le prix de la compensation des distorsions du marché.
10. A l'avenir, la mission principale du Conseil fédéral et du Parlement fédéral est donc de pallier les distorsions du marché de l'électricité, afin que les forces hydrauliques puissent à nouveau se défendre d'égal à égal contre leurs concurrents. Pour ce faire, il faut une vérité des coûts de tous les types de production d'électricité et partant une internalisation des coûts externes non intégrés jusqu'à présent. Avec une politique pragmatique, c'est une entreprise complexe et sans doute de longue haleine, car plusieurs Etats de l'UE protègent leurs propres formes de production par des mesures protectionnistes évidentes ou déguisées. Il est donc incompréhensible que la Suisse ne protège pas aussi son énergie hydraulique propre et renouvelable jusqu'à ce qu'elle puisse vraiment se défendre d'égal à égal sur le marché européen.

2. Tentative inacceptable de prise d'influence

11. Comme indiqué précédemment, l'article 30, alinéa 5, de la nLEne exige du Conseil fédéral l'élaboration d'un « modèle proche de la réalité du marché » pour le marché suisse de l'électricité. A contrario, le souverain estime donc aussi que le système de marché actuel est *éloigné du marché*. Dans le meilleur des cas et selon la conception concrète, un nouveau modèle de redevance hydraulique maximale peut se justifier si la nouvelle conception du marché de l'électricité mène à davantage de marché, mais pas la réglementation transitoire proposée. Il est donc erroné et illogique sur la base d'une analyse des causes correctement interprétée que le Conseil fédéral explique que la réglementation transitoire doit « être vue comme une adaptation préparatoire à une solution à long terme qui doit être assurée à l'avenir par la flexibilisation de la redevance hydraulique » (ch. 1.3 du RE). Sur la base des connaissances actuelles, cette conclusion est inadmissible.
12. Avec une argumentation identique, le Conseil fédéral aurait aussi pu mettre en consultation des propositions « indicatives » pour la future conception du marché, d'autant plus que de nombreuses propositions avaient déjà été analysées et discutées au sein de l'administration fédérale et à l'extérieur. Mais le Conseil fédéral ne l'a pas fait, au contraire du modèle de redevance hydraulique.

13. Avant donc de pouvoir statuer sur une modification du taux maximum actuellement en vigueur de la redevance hydraulique, il faut disposer d'une base de données totalement transparente et du nouveau modèle de marché de l'électricité. Ce n'est qu'alors qu'on pourra effectivement se prononcer sur la nécessité et éventuellement sur l'ampleur des adaptations du modèle de redevance hydraulique.
14. Le projet de réglementation transitoire présenté dans les documents de consultation donne l'impression que le Conseil fédéral est déjà convaincu, malgré les effets d'un futur modèle de marché sur le marché et sur les prix, que la future redevance hydraulique maximale devra être considérablement réduite. S'appuyer sur une opinion manifestement préconçue et sans base solide pour proposer une réglementation transitoire témoigne d'un fort manque d'objectivité et est inacceptable pour la Municipalité de Vex.

3. Argumentation incohérente de la part du Conseil fédéral

15. Lors de la session de juin 2017, le Conseil fédéral s'est farouchement opposé aux projets visant un renforcement rapide des forces hydrauliques considéré comme une mesure politico-économique inadmissible. Il ne serait pas acceptable de soulager certaines entreprises tout en chargeant les ménages et les PME. La Présidente de la Confédération, Doris Leuthard, en tant que cheffe de département compétente et au nom du Conseil fédéral, a déclaré ce qui suit :
«Nous ne sommes pas là pour sauver des entreprises, ni pour réparer les mauvaises décisions de gestionnaires sur le dos des contribuables. La Confédération n'est pas là pour résoudre les problèmes de crédits trop élevés. Il s'agit avant tout de tâches incombant aux entreprises. On s'en occupe et on a réorganisé les entreprises. C'est en cours. C'est pourquoi je pense vraiment que la proposition Wasserfallen ne vise pas à remettre ce problème aux calendes grecques. Comme la Commission le souhaitait, il dit que nous devons faire quelque chose, mais que la justification pour les entreprises ne peut pas être que politico-économique. Il faut aussi une justification en politique énergétique et que ça joue pour les consommateurs payeurs. Il faut une solution durable». (Bulletin officiel, session d'été 2017 du Conseil national, deuxième séance, 30 mai 2017, 08 h 00; affaire 16.035).
16. A la question du Conseiller national Beat Jans, de savoir si le DETEC est prêt à jouer la transparence, à mener une enquête auprès de tous les exploitants de centrales hydroélectriques suisses et à exiger que leurs chiffres soient divulgués, la cheffe de département a répondu ce qui suit au nom du Conseil fédéral :
«Nous n'avons aucune base légale pour faire cela. Je ne peux quand même pas demander à toutes les entreprises de me soumettre leurs bilans et leur comptabilité. Elles peuvent le faire volontairement. Vous partez maintenant du principe que toutes les centrales hydroélectriques sont au bord de la faillite. Je ne peux pas le confirmer, ni le démentir. Nous disposons – et c'est le fait de votre sous-commission d'alors présidée par le Conseiller national Grunder - de certaines données anonymisées sur les coûts de l'énergie hydraulique. Elles étaient anonymisées, si tout est juste, nous ne pouvons pas le vérifier, car la Confédération, l'Etat n'a pas le droit d'avoir un oeil sur les entreprises de droit privé et de demander tous les détails; ce n'est pas possible. Les propriétaires – autrement dit les cantons et les communes – pourraient le faire, mais les données n'ont jusqu'à présent pas été mises à notre disposition. C'est pourquoi la base de données est incomplète, là je suis d'accord avec vous. Mais nous ne pouvons pas simplement, seulement parce que ça serait intéressant, exiger maintenant les bilans des entreprises avec tous les détails, demander ce qui génère des coûts et à hauteur de quel montant, ce qui est rentable et ce qui n'est pas rentable. Par conséquent, je crois, avant de devoir donner un coup de pouce aux entreprises – cela a déjà été discuté -, qu'il faudrait exiger qu'elles divulguent leurs chiffres. (...)» (Bulletin officiel, session de juin 2017 du Conseil national, deuxième séance, 30 mai 2017, 08 h 00; affaire 16.035).

17. Par courrier du 27 juin 2017, l'Office fédéral de l'énergie a effectué un sondage auprès de tous les aménagements hydroélectriques pour avoir accès à leurs données. Il est regrettable que le sondage se limite uniquement aux coûts et laisse complètement de côté l'aspect des revenus.

Dans son rapport à l'intention de la CEATE du Conseil national, où elle analyse la situation financière des entreprises de fourniture d'électricité, la Commission fédérale de l'électricité (ElCom) estime que l'aspect des revenus doit aussi être intégré aux considérations sur la rentabilité (cf. article «Malt die Strombranche zu schwarz?» («La branche de l'électricité peint-elle le diable sur la muraille?») dans la NZZ du 8 juillet 2017).

18. Bien que le Conseil fédéral ait rejeté les mesures politico-économiques devant le Conseil national, bien que le Conseil fédéral réfute la responsabilité de l'Etat pour le sauvetage des entreprises et bien que le Conseil fédéral déclare ne pas disposer de bases de données fiables sur la rentabilité des centrales hydroélectriques, il propose, trois semaines après les débats au Conseil national, dans les documents de consultation à évaluer, une baisse de la redevance hydraulique maximale comme réglementation transitoire, cela en arguant qu'il faut «*un allègement pour les exploitants en plus de la prime de marché*» (ch. 1.3 du RE). Ce procédé est incohérent et la Municipalité de Vex le prend comme un affront; en fin de compte, une mesure politico-économique serait subrepticement introduite, à la différence qu'elle porterait désormais unilatéralement préjudice aux communes et aux cantons de montagne et qu'en contrepartie, elle soulagerait totalement la Confédération, les autres cantons et tous les autres acteurs. De toute façon, il n'y aucune explication matérielle et il est incompréhensible que les mesures politico-économiques soient tout à coup justifiées par la baisse proposée de la redevance hydraulique, alors qu'elles avaient été rejetées avec véhémence seulement trois semaines auparavant.
19. La réglementation transitoire proposée pour la redevance hydraulique par le Conseil fédéral est donc en contradiction avec sa propre attitude adoptée seulement trois semaines auparavant avant l'ouverture de la consultation au Conseil national. Par conséquent, la Municipalité de Vex insiste avec force pour que le Conseil fédéral adopte une attitude cohérente et fiable. La baisse de la redevance hydraulique proposée, qui explicitement doit encore servir d'«*adaptation préparatoire pour une solution à long terme*», bien que les bases pour la future conception du marché fassent encore défaut, n'est rien d'autre qu'une mesure politico-économique, à laquelle le Conseil fédéral s'était farouchement opposé lors de la session de juin.

4. Subvention selon le principe dit «de l'arrosoir» injustifiée

20. Dans le RE, le Conseil fédéral confirme qu'environ 50 % de la production d'énergie hydraulique sont vendus pour l'approvisionnement de base, où s'applique, comme on le sait, le principe des coûts de revient, et où *tous les coûts sont couverts*. C'est pourquoi, par définition, cette part d'énergie hydraulique ne connaît pas de problèmes de rentabilité et n'a donc pas besoin d'une baisse de la redevance hydraulique. En conséquence, la variante principale proposée pour la réglementation provisoire apparaît comme une subvention tout à fait superflue selon le principe dit «de l'arrosoir», du moins à hauteur de 50 %. Même de ce point de vue, la variante principale proposée n'est pas nécessaire, ni matériellement, ni politiquement. Les problèmes d'exécution avancés dans le RE en faveur de la variante principale et contre une considération différenciée des diverses situations du marché (ch. 1.3 RE) ne suffisent en aucun cas à justifier sérieusement une subvention selon le principe dit «de l'arrosoir».

5. Compensation indirecte de la prime de marché par les cantons hydrauliques

21. Le 21 mai 2017, le peuple a accepté la nouvelle loi sur l'énergie (nLEne) en tant que premier paquet de mesures pour la mise en oeuvre de la Stratégie énergétique 2050 (SE 2050). La nLEne

contient une prime de marché pour les grandes centrales hydroélectriques apportant la preuve qu'elles connaissent des problèmes de rentabilité (preuve de perte).

Pour soutenir ces centrales, 0,2 ct./kWh sont perçus auprès des consommateurs, mettant ainsi à disposition environ 120 millions de francs par année. Ces centrales sont par ailleurs libérées de la méthode du prix moyen, ce qui représente un allègement supplémentaire².

22. La baisse de la redevance hydraulique proposée par le Conseil fédéral déboucherait in fine sur une compensation partielle de la redevance de 0,2 ct./kWh perçue auprès des consommateurs. Avant la votation, il n'était pas question d'envisager une telle mesure. Le peuple a approuvé la SE 2050 en ayant conscience de cette charge supplémentaire et a démontré qu'il était prêt à supporter ladite charge. Avec la baisse de la redevance hydraulique proposée, cette décision populaire, selon la proposition du Conseil fédéral, serait subrepticement modifiée aux dépens des cantons hydrauliques, un mois seulement après la votation. Du point de vue des institutions politiques, ce procédé est contestable et intolérable.

6. Symétrie des sacrifices – pas de participation de la Confédération

23. Il est important de noter dans le projet soumis à consultation que la Confédération ne s'implique absolument pas pour résoudre les problèmes de rentabilité, bien que les forces hydrauliques constituent le pilier central de la SE 2050. En d'autres termes: la Confédération exige un geste de toutes les autres parties (propriétaires, consommateurs, cantons hydrauliques), geste qu'elle refuse catégoriquement pour sa part, ce qui est inacceptable. Si certaines forces hydrauliques suisses connaissent manifestement des problèmes de rentabilité d'origine politique, la Confédération doit impérativement, au sens d'une véritable symétrie des sacrifices, également participer à la résolution des problèmes avec ses propres moyens. Si la Confédération veut ainsi s'en tenir à son projet de réglementation transitoire, la Municipalité de Vex exige qu'elle soumette des projets concrets et efficaces pour intervenir, avec ses propres moyens et au sens de la symétrie des sacrifices, là où cela est nécessaire (c'est-à-dire au cas par cas, auprès des entreprises de fourniture d'électricité en difficulté).

² Fiche d'information de l'OFEN du 21 mars 2017, p. 2, consultable sur :
https://www.uvek.admin.ch/dam/uvek/de/dokumente/energie/faktenblatt5-energiegesetz-wasserkraft.pdf.download.pdf/06_Faktenblatt_5_Wasserkraft.pdf.

7. Durée de la réglementation transitoire

24. La réglementation transitoire proposée est limitée jusqu'à la fin 2022. Par conséquent, le Conseil fédéral compte fermement sur une entrée en vigueur obligatoire du nouveau modèle de marché de l'électricité le 1er janvier 2023, ce qui *peut* être le cas, mais ne *doit* pas l'être. L'élaboration d'un nouveau modèle de marché est difficile. L'expérience a montré que les délibérations seront sujettes à controverse et prendront beaucoup de temps. A ce titre, les processus législatifs pour la LApEl et pour la SE 2050 sont deux cas d'école. Il convient encore de rappeler que le Conseil fédéral, lors de la session de juin, a laissé entendre qu'il disposait de diverses solutions pour le nouveau modèle de marché et que les résultats seraient finalement approfondis à l'automne 2017³. Cependant, selon une circulaire du 20 juin 2017 de l'Office fédéral de l'énergie, il apparaît déjà qu'on ne pourra compter sur un projet soumis à consultation pour une nouvelle conception du marché⁴ *qu'à la fin d'été 2018*. En résumé, il est donc logiquement conseillé de ne pas lier la durée de la réglementation transitoire à un nombre d'années défini, mais à *l'entrée en vigueur* du nouveau modèle de marché. C'est le seul moyen de garantir une véritable coordination.

C. Résumé

25. Sur la base des considérations qui précèdent, nous **proposons** donc de prolonger la disposition actuelle sur la redevance hydraulique jusqu'à l'entrée en vigueur du modèle proche de la réalité du marché conformément à l'art. 30, al. 5, nLEne :

PROPOSITION :

Modification de l'art. 49, al. 1, première phrase :

¹ La redevance hydraulique annuelle ne peut excéder 110 francs par kilowatt théorique *jusqu'à l'entrée en vigueur du modèle proche de la réalité du marché, conformément à l'article 30, alinéa 5, de la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie (LEne)*. (....)

Modification de l'art. 49, al. 1bis :

Abrogé.

IV. PROPOSITION ALTERNATIVE POUR LA RÉGLEMENTATION TRANSITOIRE (art. 49, al. 1 et 1bis)

A. Introduction

26. Le RE sur la révision partielle – mais pas le texte de loi présenté concrètement – contient pour la réglementation transitoire une proposition alternative. Elle prévoit seulement des réductions ponctuelles de la redevance hydraulique pour les centrales clairement déficitaires et ayant droit à une prime de marché pour les grandes installations hydroélectriques, conformément à l'article 30 LEne.

³ Opinion de la Présidente de la Confédération Doris Leuthard: «*C'est pourquoi je pense vraiment que la proposition Wasserfallen ne vise pas à remettre ce problème aux calendes grecques. Comme la Commission le souhaitait, il dit que nous devons faire quelque chose, mais que la justification pour les entreprises ne peut pas être que politico-économique. Il faut aussi une justification en politique énergétique et que ça joue pour les consommateurs payeurs. Il faut une solution durable. Nous ne l'avons pas non plus. Nous avons diverses solutions. Nous en avons fait part à la Commission et nous avons dit: Jusqu'à l'automne, nous aurons approfondi les résultats.*» (Bulletin officiel, session d'été 2017 du Conseil national, deuxième séance, 30.05.17, 08 h 00; affaire 16.035).

⁴ Lettre du 27 juin 2017 de l'Office fédéral de l'énergie aux cantons concernant la demande des chiffres des centrales hydroélectriques.

B. Attitude fondamentale

27. Les considérations figurant ci-dessus au chapitre III sur l'analyse erronée des causes (ch. III./B./1.), sur la tentative inacceptable de prise d'influence (ch. III./B./2.), sur l'argumentation incohérente du Conseil fédéral (ch. III./B./3.), sur le manque de participation de la Confédération (ch. III./B./5.) et sur la durée de la réglementation transitoire qui n'est pas définie de manière pertinente (ch. III./B./7.) s'appliquent également à la proposition alternative, raison pour laquelle il y est expressément fait référence. Au vu de ce qui précède, il n'est donc en principe pas nécessaire, ni matériellement ni politiquement, de baisser ponctuellement la redevance hydraulique. Dans son analyse du 26 juin 2017 à l'intention de la CEATE du Conseil national, l'ECom arrive à la conclusion que les éventuelles sous-couvertures peuvent et doivent être assumées par les sociétés.

C. Proposition alternative seulement à des conditions claires

28. Selon la politique de partenariat menée par la Municipalité de Vex avec les sociétés d'électricité, la Municipalité était et est toutefois prête à examiner des mesures de soutien, lorsqu'une société a des difficultés avérées. C'est pourquoi, la Municipalité de Vex n'exclut pas complètement une réglementation transitoire avec des réductions ponctuelles (au cas par cas) de la redevance hydraulique.

Cependant, le principe suivant doit absolument s'appliquer: **«Quiconque veut solliciter un soutien au-delà de la prime de marché doit garantir une transparence totale des données!»**. Dans ce sens, la Municipalité de Vex concrétise la proposition alternative du Conseil fédéral avec les **conditions ci-après à remplir de manière contraignante et cumulative (conditions requises)**:

- 1) L'examen d'une réduction ponctuelle de la redevance hydraulique n'a lieu que lors du versement d'une prime de marché;
- 2) Le calcul de la réduction ponctuelle de la redevance hydraulique ne s'effectue qu'après la prise en compte de la totalité de la prime de marché versée;
- 3) La réduction ponctuelle de la redevance hydraulique n'est exclusivement accordée que sur le courant hydraulique vendu sur le marché de manière avérée (mais pas sur le courant hydraulique vendu pour l'approvisionnement de base);
- 4) En plus des critères en vigueur pour le versement de la prime de marché, les auteurs de la demande doivent garantir une transparence totale sur les coûts et les revenus;
- 5) S'agissant des coûts, aucune rémunération de fonds propres n'est acceptée;
- 6) Les propriétaires de la société hydroélectrique doivent déclarer qu'ils renoncent au dividende;
- 7) Les propriétaires de la société hydroélectrique doivent participer à la résolution des problèmes dans une mesure raisonnable;
- 8) la réduction ponctuelle de la redevance hydrauliques n'est accordée que si elle est nécessaire pour couvrir les coûts de revient d'une centrale donnée, mais au maximum à hauteur de CHF 10.00/kW_{th} (baisse de CHF 110.00/kW_{th} à CHF 100.00/kW_{th});
- 9) La réduction ponctuelle de la redevance hydraulique s'effectue sous forme de sursis, c'est-à-dire que la centrale en question doit rembourser la réduction obtenue dès qu'elle refait des bénéfices;
- 10) Quant à la Confédération, elle doit participer avec ses propres moyens au soutien de la centrale en question.

D. Proposition pour la concrétisation de la proposition alternative

29. S'appuyant sur les considérations précitées, la Municipalité de Vex fait la proposition suivante pour la concrétisation de la variante présentée. La Confédération doit encore régler ses propres

soutiens au niveau de la loi. Il s'agira encore de vérifier si certaines dispositions peuvent éventuellement aussi être inscrites dans l'ordonnance:

PROPOSITION :

Modification de l'art. 49, al. 1, première phrase :

¹ La redevance hydraulique annuelle ne peut excéder 110 francs par kilowatt théorique *jusqu'à l'entrée en vigueur du modèle proche de la réalité du marché, conformément à l'article 30, alinéa 5, de la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie (LEne).* (....)

Modification de l'art. 49, al. 1bis, 1^{ter} et 1^{quater}(nouveau) :

^{1bis} *Jusqu'à l'entrée en vigueur du modèle proche de la réalité du marché, conformément à l'article 30, alinéa 5, de la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie (LEne), une réduction de la redevance hydraulique de 10 francs par kilowatt théorique est accordée chaque année, mais au maximum jusqu'à couverture des coûts de revient, à condition que l'exploitant ou le propriétaire d'un grand aménagement hydroélectrique apporte la preuve, au sens de l'art. 30, alinéas 1 et 2, LEne, que les coûts de revient de l'électricité provenant de cet aménagement ne peuvent être couverts, malgré la prise en compte de la prime de marché conformément à l'art. 26 LEne, après déduction d'une rémunération des fonds propres, après une renonciation au dividende et après des mesures de soutien raisonnables des propriétaires ainsi qu'après les aides de la Confédération.*

^{1^{ter}} *Si l'exploitant ou le propriétaire vend à nouveau sur le marché l'électricité provenant de l'aménagement au-dessus des coûts de revient au sens de l'art. 30, alinéas 1 et 2, LEne, la réduction accordée doit être remboursée à la Confédération et aux cantons selon l'alinéa 1bis. Ces derniers répartissent le montant restitué selon leur droit au prorata entre les communes bénéficiaires de la redevance hydraulique.*

^{1^{quater}} *Le Conseil fédéral règle les détails, en particulier:*

- a. les exigences pour la surveillance totale des coûts de revient de l'électricité de l'aménagement en question et des revenus générés par ladite production;*
- b. les critères à remplir par l'auteur de la demande pour la renonciation au dividende;*
- c. les critères pour les mesures de soutien raisonnables des propriétaires de sociétés;*
- d. la conception des conditions du sursis;*
- e. les aides de la Confédération.*

IV. REDUCTION DE LA REDEVANCE HYDRAULIQUE EN CAS D'OCTROI DE CONTRIBUTIONS D'INVESTISSEMENT (art. 50a)

30. Cette partie de la révision partielle proposée de la LFH fait suite à la motion de la CEATE-E du 26 août 2014 (14.3668). La proposition de l'exonération complète de la redevance hydraulique lors de l'octroi de contributions d'investissement en vertu de la LEne se fonde sur l'idée que les communautés con-cédantes ne doivent pas recevoir de redevances hydrauliques, si la centrale ne peut être réalisée que grâce aux aides aux investissements provenant du supplément réseau correspondant. La Municipalité de Vex ne rejette pas par principe cette proposition. La proposition de renonciation complète à la redevance hydraulique pour le délai accordé à la construction et pendant les 10 ans qui suivent la mise en service de la centrale témoigne d'une rigidité inutile concernant l'ampleur de la renonciation et sa durée.
31. La réglementation proposée n'est pas pertinente et empêche une égalité de traitement pour les centrales. D'une part, les mesures (nouvelle installation, agrandissement notable, rénovation notable) entraînent diverses augmentations de performance. D'autre part, les investissements des centrales et le montant des aides aux investissements versées seront très différenciés. C'est

pourquoi il faut créer une base légale qui permette des **mesures adaptées aux besoins**. En résumé, la **Municipalité de Vex** soumet le contre-projet suivant:

PROPOSITION :

Modification de l'art. 50a :

¹ Les réductions suivantes s'appliquent aux aménagements hydroélectriques pour lesquels une contribution d'investissement est versée conformément à l'art. 26 de la loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie (LEne):

- a. Pour une nouvelle installation (art. 24, al. 1, let. b, ch. 1, LEne): ***une réduction de la redevance hydraulique qui, concernant l'ampleur et la durée, dépend de l'investissement effectué, de la contribution à l'investissement obtenue et de la puissance théorique globale. Quant à la durée, une exonération maximale pour le délai accordé à la construction et pendant les 10 ans qui suivent la mise en service est possible. Quant au montant, la redevance hydraulique peut être réduite partiellement ou intégralement.***
- b. Pour l'agrandissement notable d'une installation existante (art. 24, al. 1, let. b, ch. 2, LEne): ***la réduction de la redevance hydraulique dépend des critères conformément à la lettre a et la puissance théorique supplémentaire est seule déterminante.***
- c. Pour la rénovation notable d'une installation existante (art. 24, al. 1, let. b, ch. 2, LEne): ***la réduction de la redevance hydraulique dépend des critères conformément à la lettre a et la puissance théorique supplémentaire n'est prise en compte que si elle se produit.***

² Les réductions conformément au sens s'appliquent également aux impôts spéciaux en vertu de l'article 49, alinéa 2.

V. USINES HYDROELECTRIQUES SITUEES A LA FRONTIERE – HARMONISATION AU PLAN INTERNATIONAL (art. 7 et art. 49, al. 1, dernière phrase)

32. Selon les explications figurant dans le RE, cette proposition n'engendre aucune modification matérielle par rapport au droit en vigueur (ch. 1.2 in fine). L'adaptation proposée ne repose sur aucune base justifiant une révision de la loi. On ne voit pas non plus où sera l'utilité de la modification proposée. La Municipalité de Vex ne rejette en principe pas la proposition soumise, mais exige dans le message des déclarations claires sur l'utilité avérée de la proposition de révision. Elle retient par ailleurs la déclaration de la Confédération que cette révision partielle n'engendre aucune modification matérielle par rapport au droit en vigueur, en particulier par rapport aux cantons concernés. A ce propos, une garantie explicite est également souhaitée dans le message du Conseil fédéral.

VI. CALCUL DE LA PUISSANCE THEORIQUE (art. 51 titre marginal et al. 1)

33. Comme cette partie de la proposition de révision ne contient qu'une simple précision linguistique, nous n'avons pas de remarques.

VII. FLEXIBILISATION DE LA REDEVANCE HYDRAULIQUE MAXIMALE (Sondage consultatif)

A. Processus sans coordination

34. Comme indiqué en introduction au ch. II./A, une prise de position sérieuse sur un nouveau modèle de redevance hydraulique maximale sans connaître le nouveau modèle pour le marché de

l'électricité n'est pas possible. Nous jugeons donc aussi comme inadéquate la présentation, dans le Rapport explicatif (RE), d'un modèle concret de flexibilisation de la redevance hydraulique maximale, bien qu'il ne fasse pas explicitement partie de la proposition.

35. Avec une argumentation identique, des propositions pour le futur modèle de marché auraient pu être présentées et mises en «consultation», d'autant plus que différents modèles ont déjà été discutés au sein de l'administration et à l'extérieur. Le processus est d'autant plus incompréhensible que, lors de la session de juin, le Conseil fédéral a indiqué à maintes reprises et avec insistance qu'il faut une *vision globale* pour trouver des solutions pertinentes.

B. Tentative intolérable de prise d'influence

36. Pour la Municipalité de Vex, il est manifeste que la présentation du modèle flexible et les paramètres «indicatifs» mentionnés influenceront la future discussion sur le nouveau modèle de redevance hydraulique maximale. Vue sous cet angle, la baisse proposée à CHF 80.00/kW_{th} en tant que réglementation transitoire sert uniquement à créer un «point d'ancrage» psychologique pour abaisser une nouvelle fois considérablement la redevance hydraulique maximale, à partir d'une base déjà réduite à finalement CHF 50.00/kW_{th} (socle).
37. Dans les considérations qui précèdent sur la proposition principale, nous avons indiqué de façon détaillée que la baisse de la redevance hydraulique maximale à CHF 80.00/kW_{th} proposée comme réglementation transitoire n'était matériellement pas justifiée selon plusieurs aspects et que seules des baisses de la redevance hydraulique *au cas par cas*, soumises à des *conditions requises claires*, pourraient entrer en ligne de compte. En conséquence, la Municipalité de Vex n'est pas disposée à «voir la solution transitoire comme une adaptation préparatoire à une solution à long terme», comme cela est formulé dans le RE (RE, ch. 1.3).
38. Sur la base des considérations qui précèdent, puisque le modèle ne fait pas partie intégrante de la proposition actuelle et qu'un futur modèle pour la redevance hydraulique maximale ne peut pas être évalué sérieusement sans connaître le futur modèle de marché, **la Municipalité de Vex renonce actuellement à une prise de position détaillée sur le modèle flexible présenté de redevance hydraulique maximale.** La Municipalité ne pourra consentir à une prise de position concrète que lorsque la conception du nouveau modèle de marché de l'électricité sera connue. Aujourd'hui déjà, la Municipalité de Vex définit très clairement les **points essentiels contraignants** que le futur modèle devra respecter :

POINTS ESSENTIELS CONTRAIGNANTS POUR LE FUTUR MODELE DE REDEVANCE HYDRAULIQUE

- Le modèle doit consigner **toute la valeur ajoutée possible** pouvant être réalisée avec l'utilisation des forces hydrauliques (par ex. prise en compte des revenus provenant des services-système, des certificats, des suppléments de capacité, des produits du commerce, comme le commerce infra-journalier entre autres). C'est la seule mesure véritable pour garantir que les cantons hydrauliques participent à la rente de ressource de façon équitable. En d'autres termes, il n'y a vraiment pas lieu de faire dépendre la rente de ressource du seul marché boursier.
- La société hydroélectrique ou son propriétaire doivent être astreints à l'obligation de **totale transparence**, c'est-à-dire qu'ils sont tenus de donner aux cantons au minimum les indications suivantes sur leurs coûts et leurs revenus :
 - 1) Indication des quantités d'eau effectivement turbinées et des heures détaillées de turbinage en fin d'année sur un site Internet accessible au public (page d'accueil);
 - 2) Justificatif des coûts de revient à l'exclusion des rendements de fonds propres et de dividendes. Les frais généraux éventuels doivent être prouvés de manière plausible;

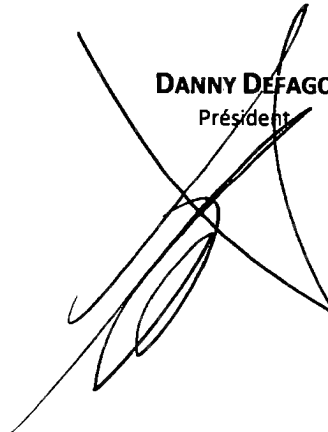
- 3) Indication des marchés sur lesquels l'électricité produite dans la centrale a été vendue (marché SDL et autres marchés à l'avenir) et des revenus ainsi réalisés;
 - 3) Indication de la part de courant produit dans l'aménagement qui a été vendue comme courant écologique et des revenus qu'elle a générés;
 - 4) Indication de la quantité de courant issu de l'aménagement en question vendue sur le marché fermé, respectivement de la part imputée à la centrale;
 - 5) Indication des bénéfices commerciaux réalisés et de ceux dus à l'engagement ou à l'existence de la centrale.
- Le traitement de ces données par les cantons est soumis à la **confidentialité à l'instar du droit fiscal**.
 - La transparence des données doit être garantie – pour des questions de plausibilité et d'autres justes motifs concernant l'exécution – et en plus mais **subsidiairement, en associant les autorités étatiques de surveillance comme l'ElCom**.
 - Le modèle ne peut prévoir **aucune répercussion de la redevance hydraulique via un supplément réseau**.
 - Le modèle doit être conçu de telle sorte que les communes et les cantons **soient encore disposés à octroyer des concessions à l'avenir**.

Nous réitérons nos remerciements pour l'occasion que vous nous avez donnée de prendre position et nous demandons au Conseil fédéral de tenir dûment compte de nos arguments lors de la mise à jour de la proposition.

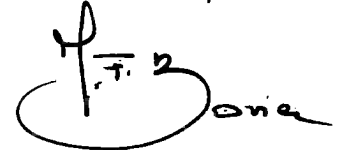
Veillez agréer, Madame la Présidente de la Confédération, Mesdames, Messieurs, nos salutations distinguées.

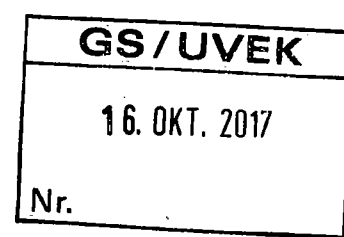
Commune de Vex

DANNY DEFAGO
Président



MARIE-FRANCE BOVIER
Secrétaire
du Conseil municipal





**Madame la Présidente de la Confédération
Doris Leuthard
Directrice DATEC
Kochergasse 6
3003 Berne**

Anniviers, le 13 octobre 2017

Prise de position sur l'avant-projet concernant la révision partielle de la Loi fédérale du 22 décembre 1916 sur l'utilisation des forces hydrauliques (LFH, SR 721.80)

Madame la Présidente de la Confédération,
Mesdames, Messieurs,

Nous vous remercions de l'occasion qui nous est offerte de nous exprimer sur l'avant-projet concernant la révision partielle de la loi sur les forces hydrauliques. Sur la base de la documentation reçue, nous vous faisons part de nos considérations.

Réuni en séance du 11 octobre 2017, le Conseil municipal d'Anniviers a pris connaissance de la position de l'Association des Communes Concédantes qu'il partage entièrement et relève que la proposition d'exonérer de la redevance les centrales bénéficiant d'une contribution d'investissement est particulièrement illogique, car elle risque de pousser les Communes concédantes à s'opposer à un projet d'amélioration de la centrale.

En espérant que les considérations ci-dessus soient prises en compte lors de la révision du projet, recevez, Madame la Présidente de la Confédération, nos sentiments respectueux.

Commune d'Anniviers

David Melly, Président

Sophie Zufferey, Secrétaire



COMUNE DI

6542 BUSENO GR

Tel 091 827.30.45

Fax 091 827.12.90

Buseno, 13.10.2017

GS/UVER

16. OKT. 2017

Nr.

ORARI SPORTELLO

LU 09.00-11.00

GIO 14.30-17.00

Onorevole

Presidente della Confederazione

Doris Leuthard, Capo DATEC

Kochergasse 6

3003 Berna

Consultazione relativa alla revisione della legge federale sui canoni d'acqua (regolamentazione dei canoni dal 2020)

Stimata e Gentile Presidente della Confederazione,

ci permettiamo, quale Comune di montagna di una regione periferica ed economicamente povera (Valle Calanca) del Canton Grigioni, prendere posizione nel contesto della consultazione citata a margine per farle presente le conseguenze gravi che una riduzione dei canoni avrebbe sul nostro Comune e sui molti altri piccoli Comuni svizzeri di montagna costretti a lottare per poter conservare, nell'interesse anche dei centri, un territorio integro e vivibile che spesso è anche area di svago e vacanza per chi risiede negli agglomerati urbani (senza che a questi siano conteggiati proporzionalmente i costi che i Comuni devono assumere).

Il nostro Comune ha oggi (ottobre 2017) solo 84 abitanti. La superficie totale del Comune è di 11.15 km². Il paese è suddiviso in ben 6 nuclei (5 frazioni ed il paese) e per l'urbanizzazione sono necessarie quattro strade comunali (ca. 6 km) e due strade agricolo-forestali (ca. 4.7 km).

Inoltre il paese ha tre impianti di approvvigionamento idrico (acquedotti), due depuratori delle acque (un terzo dovrà essere realizzato entro il 2020) e una rete comunale di distribuzione dell'energia. La manutenzione ordinaria di queste opere ricade integralmente (100%) a carico del Comune.

Oltre a queste infrastrutture di base il Comune dispone (e mantiene) una rete di sentieri di ben 21.48 km.

Per far fronte ai costi annui ricorrenti il Comune beneficia di due categorie principali di entrate: tasse ed imposte che rappresentano il 27,53% (da un lato) e canoni d'acqua che rappresentano il 58.73% (dei ricavi).

Ricordiamo che nel Canton Grigioni i canoni spettano per il 50% al Cantone e per il 50% ai Comuni. Il Comune ha un moltiplicatore di imposta del 130% (massimo possibile nei Grigioni) e ha introdotto tutte le tasse causali e speciali possibili. In questo modo può, per gli investimenti necessari, far capo al fondo cantonale di conguaglio intercomunale.

La vocazione residenziale del Comune è fortemente limitata da questa difficile situazione fiscale e per nuovi cittadini il nostro Comune non è attrattivo.

Perdere, anche una piccola percentuale di canoni d'acqua, significherebbe per il nostro Comune dover rinunciare a dei servizi di base (pulizia e manutenzione strade, acquedotti e canalizzazioni). Già oggi, con una valutazione con parametri dell'economia privata, il nostro Comune è in una situazione nella quale un risanamento sarebbe necessario. E questo da molti anni a questa parte.

Ora lei ci sottopone una proposta di risanamento per delle società che in passato hanno conseguito importanti utili (che hanno distribuito) e anche vantaggi fiscali e di prezzo dell'energia (con le "Partnerwerke") per regioni del paese (altopiano centrale) che non hanno la risorsa da sfruttare (acqua). E il costo di questo risanamento andrebbe integralmente a carico di chi detiene la risorsa primaria, ovvero l'acqua.

Nessuno si pone la domanda che sorge spontanea:

- chi provvede al risanamento dei Comuni quale quello di Buseno?

La risposta se ci teniamo al progetto in consultazione è chiara: nessuno. Quindi si propone un risanamento di società private che mai hanno provveduto a creare i fondi necessari in caso di difficoltà o che non hanno provveduto ad ammortamenti straordinari quando gli utili conseguiti lo permettevano, a scapito di enti che, pur già in grave difficoltà, forniscono delle prestazioni di base alla

popolazione ed hanno dovuto sempre usare le proprie risorse finanziarie con la massima parsimonia.

Volevamo con la presente renderla attenta alla nostra situazione, che rispecchia quella di molti altri Comuni di montagna, in quanto nel dibattito questi aspetti sono emersi solo marginalmente.

Per il resto il nostro Comune sottoscrive e sostiene integralmente:

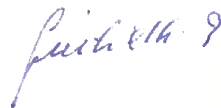
- la presa di posizione del Cantone dei Grigioni e quella della Conferenza dei Governi dei Cantoni alpini;
 - la presa di posizione della Comunità di interessi dei Comuni concessionari (IBK);
 - la presa di posizione del Comune di Lostallo (che con Buseno fa parte della Regione Moesa);
- e le relative richieste.

Con distinti saluti.

Per il Municipio di Buseno:

Il Sindaco:

Romolo Giulietti



La Segretaria:

Elena Fumi



Copia per conoscenza:

- On. Mario Cavigelli, Capo Dipartimento costruzioni, trasporti e foreste, Stadtgartenweg 11, 7001 Coira
- Regione Moesa, CRS, 6535 Roveredo;
- Municipio di Lostallo, 6558 Lostallo;
- IBK, c/o Not Carl, Tulai, 7550 Scuol;



Commune
de Finhaut

Tél. +41 (0)27 768 12 10
Fax +41 (0)27 768 14 10
commune@finhaut.ch
www.finhaut.ch

Finhaut, le 13 octobre 2017

Eingegangen

16. Okt. 2017

BFE / OFEN / UFE

Office fédéral de l'énergie **OFEN**
Section Force hydraulique
3003 **Berne**

Mesdames, Messieurs,

Par courrier du 22 juin 2017, vous nous avez donné l'occasion de prendre position sur le projet de révision partielle de la Loi sur l'utilisation des forces hydrauliques, en particulier le nouveau taux maximum de la redevance hydraulique dès le 1^{er} janvier 2020. Après examen des documents, la Conseil municipal de la Commune de Finhaut tient à faire part des considérations suivantes.

Le Conseil municipal considère que la coordination de la conception du nouveau taux maximum de la redevance hydraulique avec le nouveau modèle plus proche de la réalité du marché de l'électricité comme pertinente. Dans ce sens, elle approuve une réglementation transitoire, dont la durée ne doit pas être liée à un nombre défini d'années, mais à l'entrée en vigueur du nouveau modèle de marché, car c'est la seule manière de garantir une véritable coordination entre le modèle de redevance hydraulique et le modèle de marché de l'électricité.

Par contre et au même titre que la Conférence gouvernementale des cantons alpins, le Conseil municipal de Finhaut rejette catégoriquement la variante principale soumise par le Conseil fédéral, parce qu'elle ne corrige pas les failles du marché suisse de l'électricité, qu'elle est basée sur une analyse erronée des causes à plus d'un égard et que le Conseil fédéral fait ainsi preuve d'un comportement extrêmement contradictoire, voulant soulager certaines entreprises tout en chargeant les ménages et les PME, sans implication aucune de la Confédération. Par ailleurs, la variante principale proposée aboutirait à une subvention injustifiée selon le principe dit «de l'arrosoir». Il en résulterait in fine que les Communes, respectivement Cantons hydrauliques compenseraient indirectement la prime de marché, décidée par le peuple avec la nouvelle loi sur l'énergie, qui entrera en vigueur le 1^{er} janvier 2018 et déploiera ses effets dès le 1^{er} janvier 2020.

Dès lors et de surcroît au vue de l'évolution favorable des prix de l'énergie durant les 12 derniers mois (Figure 1), le Conseil municipal juge inadaptée et prématurée la variante principale qui fixe à 80 francs par kilowatt théorique la redevance hydraulique maximale.

Figure 1 : Evolution du prix de l'énergie en Suisse Baseload [CH/MWh] 2018 durant les 12 derniers mois



Sur la base des éléments exposés ci-dessus, nous proposons de prolonger la disposition actuelle sur la redevance hydraulique, ce qui revient à modifier l'art. 49 al. 1 ainsi:

La redevance hydraulique annuelle ne peut excéder 110 francs par kilowatt théorique jusqu'à l'entrée en vigueur du modèle proche de la réalité du marché, conformément à l'art. 30, al. 5, de la Loi sur l'énergie (LEne) du 30 septembre 2016. (...)

Pour le surplus, nous nous référons à la position de la Conférence gouvernementale des cantons alpins du 28 août 2017.

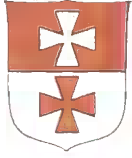
Tout en vous remerciant pour l'occasion que vous nous avez donnée de prendre position, nous demandons au Conseil fédéral de tenir dûment compte de nos arguments dans son projet de révision partielle de la Loi sur l'utilisation des forces hydrauliques.

Pour l'Administration

Le Président
Pascal May

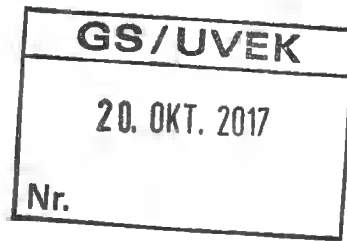


Le Secrétaire
Gilbert Farquet



**GEMEINDE
GOMS**

Gemeinde Goms, Furkastrasse 35, 3998 Gluringen
T +41 (0)27 974 12 50, info@gemeinde-goms.ch, www.gemeinde-goms.ch



Frau Bundespräsidentin Doris Leuthard
Vorsteherin des UVEK
Kochergasse 6
3003 Bern

Gluringen, 13. Oktober 2017

**Stellungnahme zum Entwurf für die Teilrevision des Bundesgesetzes über die
Nutzbarmachung der Wasserkräfte vom 22. Dezember 1916 (WRG, SR 721.80)**

Sehr geehrte Frau Bundespräsidentin
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen, dass Sie uns Gelegenheit geben, uns zum Entwurf für die Teilrevision des Wasserrechtsgesetzes zu äussern. Auf der Grundlage der erhaltenen Dokumentation möchten wir die folgenden Überlegungen aufführen.

A. Der Entwurf: Zusammenfassung

Die geltenden eidgenössischen Bestimmungen zur Nutzbarmachung der Wasserkräfte treten Ende 2019 ausser Kraft. Bis 2019 muss der Bundesrat dem Parlament ausserdem den Entwurf eines neuen, marktnäheren Elektrizitätsmarktmodells unterbreiten (Art. 30, Abs. 5 EnG).

Der Bundesrat hat eine Gesetzgebung in Bezug auf die Wasserzinse für den Zeitraum nach dem 1. Januar 2020 erarbeitet und schlägt eine Übergangsregelung für die Jahre 2020 bis 2022 vor.

Der Vorschlag sieht als Hauptvariante vor, den maximalen Wasserzins von derzeit jährlich 110 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung auf 80 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung zu senken (Art. 49, Abs. 1 und 1bis).

Alternativ erwägt der Bundesrat, die Zinssenkung während einer Übergangszeit nur auf die Kraftwerke anzuwenden, die tatsächlich Verluste verzeichnen.

Für die Zeit nach 2022 schlägt der Bundesrat vor bzw. plant, das Wasserzinsmaximum flexibel zu gestalten und aus einem festen und einem variablen, marktabhängigen Teil zusammzusetzen. Das flexible Wasserzinssystem wird nur grob umrissen; das neue System soll dem Parlament erst später in einem gesonderten Entwurf gleichzeitig mit dem neuen marktnahen Elektrizitätsmarktmodell vorgelegt werden.



Schliesslich sieht der Entwurf vor, dass die Wasserkraftwerke zugunsten eines Investitionsbeitrags nach Art. 26 des neuen Energiegesetzes während 10 Jahren von der Zahlung des jährlichen Wasserzinses befreit werden (Art. 50a).

B. Die Position des ACC: Zusammenfassung

Der ACC ist gegen einzelne Senkungen des Wasserzinses und lehnt sowohl die Hauptvariante als auch die alternative Variante des Bundesrats ab.

Bezüglich des geplanten flexiblen Modells wird der ACC zu gegebener Zeit Stellung beziehen. Da das künftige Marktmodell die Grundlage für die Gestaltung des neuen Wasserzinsmodells bilden wird, wäre jede diesbezügliche Einschätzung zum jetzigen Zeitpunkt verfrüht.

Ebenso lehnt der ACC die Befreiung der Wasserkraftwerke vom jährlichen Wasserzins zugunsten eines Investitionsbeitrags ab.

Jede Unterstützungsmassnahme für die Wasserenergieerzeuger setzt voraus, dass Klarheit über die Kosten und die vergangenen und künftigen Geldflüsse an die Aktionäre geschaffen wird.

Die Schwierigkeiten der Wasserkraftbranche, die wie erwähnt noch zu klären sind, können Unterstützungsmassnahmen zwar rechtfertigen, aber nur im Kontext einer politischen Gesamtlösung, die alle Beteiligten des Energiemarkts einbezieht.

Diese Politik sollte die strategische Bedeutung der Wasserkraft berücksichtigen, das heisst die Versorgung unseres Landes mit sauberer, erneuerbarer, einheimischer und sicherer Energie.

C. Argumente

1.

1.1.

Der Bundesrat schlägt vor, den Höchstsatz des Wasserzinses von derzeit jährlich 110 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung auf 80 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung zu senken. Dies bedeutet eine beträchtliche Senkung, sowohl prozentual (ungefähr 27 Prozent) als auch absolut, welche die Wasserzinse auf das Niveau der Jahre 1997 bis 2010 zurückwirft.

Diese Senkung ist nicht nur beträchtlich, sondern scheint auch allen nationalen Wirtschaftsindikatoren zuwiderzulaufen bzw. richtet sich nicht nach ihnen (Konsumentenpreisindex, Situation der Industrie und insbesondere der Exportindustrie, Kapitalrendite, finanzielle Belastung der Gemeinwesen).



Mit anderen Worten, die Wasserzinssenkung scheint ausschliesslich von dem Willen diktiert, der Wasserkraftbranche aus ihren Schwierigkeiten zu helfen.

Sie scheint nicht das Ergebnis einer umfassenden, strukturellen und langfristigen Einschätzung zu sein. Sie scheint sich nicht in ein kohärentes Massnahmenpaket einzufügen und zieht zur Unterstützung der Wasserkraftunternehmen keine anderen institutionellen oder wirtschaftlichen Akteure aus der Wasserkraftbranche (wie z. B. die Verteilungsunternehmen) oder die (nicht wasserzinsberechtigten) nicht alpinen Kantone und Gemeinden hinzu, einschliesslich der Eigentümer von Stromerzeugungs- oder -verteilungsunternehmen oder der Stromverbraucher, insbesondere der Unternehmen, die grosse Verbraucher sind und insbesondere von der Energieversorgungssicherheit und den gegenwärtigen niedrigen Energiekosten profitieren.

1.2.

Übereinstimmend mit dieser kritikwürdigen Haltung rechtfertigt der Bundesrat den Vorschlag einer Übergangsregelung zur Senkung des maximalen Wasserzinssatzes einzig mit dem Verweis auf die schwierige Lage der Wasserkraftwerke.

Trotzdem ist er der Ansicht, dass der Vorschlag auch die Interessen der wasserzinsberechtigten Gemeinwesen berücksichtigt (erläuternder Bericht, Anfang von Punkt 1.3).

Tatsächlich ist eine allgemeine Senkung des Höchstzinses auf 80 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung nicht nur objektiv ungerechtfertigt, sondern sie geschieht auch zum ausschliesslichen Nutzen der Wasserkraftwerke, deren Kosten sinken, während die Interessen der konzедierenden Gemeinwesen ernsthaft bedroht sind. Im weiteren Sinn begünstigt die Wasserzinssenkung die industrialisierten Mittellandkantone zulasten der Kantone, die ihre Wasserressourcen im Interesse des Landes geopfert haben, und die in der Regel zu den am meisten benachteiligten und wirtschaftsschwächsten Regionen der Schweiz gehören.

1.3.

Die Einnahmen aus der Nutzbarmachung der Wasserkraft sind sowohl für den Kanton Wallis, der die Wasserzinse der Rhone einnimmt, als auch für das Walliser Gemeinwesen von entscheidender Bedeutung. Dies nicht nur für die Empfänger der Wasserzinse: Weil der Wasserzins in den kantonalen Finanzausgleich eingeschlossen ist, verteilen sich die positiven Auswirkungen auf die Bilanzen aller Gemeinden. Dies verhält sich vermutlich in der gesamten Alpenregion so.

Nach dem erläuternden Bericht des Bundesrats (Tabelle 1 mit Bezug auf das Jahr 2015) belaufen sich die Wasserzinseinnahmen im Wallis auf insgesamt rund 164 Millionen Franken jährlich, wovon 50 Millionen Franken an die konzедierenden Gemeinden gehen. Die geplante Senkung des Höchstzinses um 27 Prozent wird die Einnahmen des Gemeinwesens um mindestens 45 Millionen Franken jährlich schmälern, wobei allein den konzедierenden Gemeinden ungefähr 13 Millionen Franken verloren gehen.



Anhand der Statistiken, die für jede konzederende Gemeinde die Wasserzinseinnahmen den Steuereinnahmen gegenüberstellen, ist die negative Auswirkung einer Wasserzinssenkung auf die finanzielle Lage der Gemeinden ganz eindeutig zu belegen. In Bezug auf die Steuereinnahmen (ausser Geschenken und Zugeständnissen) beträgt der jährliche Wasserzinssatz im Durchschnitt mehr als 7 Prozent. In manchen Gemeinden ist der Anteil allerdings beträchtlich höher; in sieben Fällen (Randa, Binn, Bitsch, Eisten, Ergisch, Gondo, Oberems) übersteigt er sogar 100 Prozent, bei zehn Gemeinden (Bourg-Saint-Pierre, Embd, Fieschertal, Grengiols, Saas-Almagell, Saas-Balen, Simplon, Staldenried, St. Niklaus, Trient) liegt er weit über 50 Prozent und in elf weiteren Gemeinden über 20 Prozent. Nun kann man sich leicht vorstellen, welche verheerende finanzielle Konsequenzen eine Senkung des Wasserzinses für diese Gemeinden hätte.

2.

2.1.

Für die Bergregionen ist die Wasserkraft bekanntlich ein wirtschaftliches Standbein. Die Wasserzinseinnahmen haben einen direkten Einfluss auf die Gesellschaft und auf die Möglichkeit, die Berggemeinden mit steuerlichen, wirtschaftlichen und sozialen Massnahmen attraktiv zu machen und in den Randregionen eine Landflucht zu verhindern. Die Wasserzinse gehören somit zu den stabilisierenden und ausgleichenden Elementen zugunsten der schwächsten Regionen. Sie drastisch zu senken, ohne zumindest Ausgleichsmassnahmen vorzusehen, steht im Widerspruch zu den politischen Bestrebungen, die Berg-, Rand- und wirtschaftlich schwachen Regionen zu unterstützen.

2.2.

Im Übrigen rechtfertigt es die von der ACC unbestrittene Notwendigkeit, die Wasserkraftbranche zu unterstützen, nicht, eine unausgewogene Massnahme zu ergreifen, die das nationale Interessengleichgewicht unberücksichtigt lässt. Die Unterstützung der Wasserkraftbranche ist im Übrigen eine strategische Option für die gesamte Schweiz, deren Hauptlast nicht den Empfängern der Wasserzinsen und den schwächsten Regionen auferlegt werden darf.

2.3.

Weiter ist zu betonen, dass die Elektrizitätsgesellschaften als Arbeitgeber in letzter Zeit beträchtlich an Bedeutung verloren haben, sei es, weil die Zeit der grossen Investitionen insgesamt vorbei ist, oder weil durch den technologischen Fortschritt und andere allgemeine Veränderungen der Personalbedarf vor allem für den Unterhalt der Produktionsstätten zurückgegangen ist. Die Randregionen haben damit einen Vorteil verloren, der in der Vergangenheit noch eine gewisse Rolle spielte. Eine Senkung der Wasserzinse würde dieses Problem verschärfen.

3.

3.1.

Die historische Begründung der Wasserzinse spricht ebenfalls gegen das in die Vernehmlassung gegebene Konzept.



3.2.

Mit der Einführung des Höchstsatzes für die Wasserzinse zu Beginn des letzten Jahrhunderts wollte man von Anfang an das Gleichgewicht zwischen zwei gegensätzlichen Interessen wahren: zwischen der preisgünstigen Versorgung des ganzen Landes mit elektrischer Energie (hauptsächlich zugunsten der industriell entwickelten Mittellandregionen) und einer gerechten Entschädigung der Wasserursprungsregionen, welche die zur Erzeugung von elektrischer Energie benötigte Wasserkraft liefern.

Mit zunehmender Verschmutzung der Lebensräume haben im Laufe der Zeit bei der Gewichtung auch der Landschafts- und Umweltschutz sowie die Erhaltung und Erneuerung der vorhandenen Wasserkraftanlagen an Bedeutung gewonnen und den Wert des Wassers erhöht (siehe BWG Nr. 3 von 2002, Der Wasserzins – die wichtigste Abgabe auf der Wasserkraftnutzung in der Schweiz, Punkt 4).

3.3.

Die Senkung des Wasserzinses würde das Gleichgewicht zerstören, das aus der Geschichte der Wasserkraftnutzung erwachsen ist. Sie entwertet auf ungerechtfertigte Weise den Preis einer grundlegenden Ressource und benachteiligt die Regionen, die ihre Wasserreserven dem ganzen Land zur Verfügung gestellt haben.

4.

Wie zuvor erwähnt, führt der Bundesrat als Begründung der vorgeschlagenen Übergangsregelung für die Senkung des maximalen Wasserzinssatzes die schwierige Lage der Wasserkraftwerke an, die ihre Produktionskosten nicht ausreichend decken könnten.

Der ACC erkennt an, dass es auf dem Schweizer Elektrizitätsmarkt Verzerrungen gibt und dass manche Wasserkraftwerke Rentabilitätsprobleme haben. Diese Probleme dürfen jedoch nicht hauptsächlich dem Wasserzins und seiner Höhe zugeschrieben werden. Sie beruhen vor allem auf dem Zusammenbruch des Energiemarktes und bei den Pumpspeicherkraftwerken auf dem Zusammenbruch der Preisspitzen.

Diese Probleme von allgemeiner Tragweite erfordern globale Überlegungen und Lösungen auf europäischer und unbedingt auch auf nationaler Ebene. Sie können nicht durch Massnahmen gelöst werden, die sich hauptsächlich auf die Kantone und die konzedernden Gemeinden niederschlagen, ohne zur Unterstützung der Wasserkraftbranche die Eidgenossenschaft, die anderen Kantone und Gemeinden hinzuzuziehen sowie auch die Wirtschaftsakteure, die von der Versorgungssicherheit profitieren.

5.

Die mangelnde Deckung der Produktionskosten, unter der die Wasserkraftwerke zu leiden scheinen, darf nicht als gegeben hingenommen werden und muss aus mindestens zwei Gründen in erster Linie diesen Unternehmen selbst zur Last gelegt werden. Auch die ElCom



hat sich im Fazit ihres Berichts (Punkt 4) zuhanden der UREK-N vom 26. Juni 2017 in diesem Sinne geäussert (auch wenn sich das Dokument auf von den Endverbrauchern in der Grundversorgung finanzierte Unterstützungsmassnahmen bezieht, gelten die Überlegungen der ElCom ebenso in Bezug auf den Vorschlag zur Wasserzinssenkung).

5.1.

In der Vergangenheit haben die Erzeugungsunternehmen fast immer Dividenden an ihre Aktionäre ausgeschüttet, also haben sie auch Gewinne erzielt. Die ausgeschütteten Dividendenbeträge waren meistens höher als die gezahlten Wasserzinse. Es ist nicht gerecht, dass die Wasserzinse nun angesichts der Entwicklung der Marktlage gesenkt werden sollen. Die Aktionäre müssten die Erzeugungsunternehmen ebenfalls bei der Überwindung dieser schwierigen Lage unterstützen und dazu auch aus den erhaltenen Dividenden schöpfen. Die in die Vernehmlassung gegebene Dokumentation und die vorgeschlagene Gesetzesänderung gehen auf diesen Aspekt überhaupt nicht ein.

5.2.

Es gibt ausserdem berechtigte Zweifel in Bezug auf die tatsächliche Situation der Erzeugungsunternehmen und ihre Beziehungen zu den Aktionären und den Verteilungsunternehmen, die mitunter selbst Aktionäre sind.

Die Kostenpositionen, welche die unzureichende Deckung der Produktionskosten bei den im Markt tätigen Wasserkraftwerken und generell die Schwierigkeiten der im Wasserkraftmarkt tätigen Erzeugungsunternehmen bestimmen, sind praktisch nicht bekannt. Sie sind das Ergebnis einer Schätzung und basieren auf Daten, die der Öffentlichkeit nicht zugänglich und schwer zu interpretieren sind, wie der Bundesrat selbst veranschaulicht hat (erläuternder Bericht, Punkt 1.1, Abs. 7).

Es ist nicht gerechtfertigt, Unterstützungsmassnahmen zu planen, ohne über ein vollständiges Bild und über zuverlässige Daten zu den Schwierigkeiten der Erzeugungsunternehmen zu verfügen, die nicht nur Dividenden ausschütten, sondern die Aktionäre nicht selten auch noch auf andere Weise begünstigen (durch Energieversorgung zu Vorzugspreisen, durch Vergütung des Aktienkapitals und sonstige Formen direkter oder indirekter Zahlungen).

Eine Unterstützung trotz fehlender transparenter und zuverlässiger Daten ist umso fragwürdiger, als die geplante drastische Senkung der Wasserzinse die oftmals aufgrund ihrer Randlage benachteiligten Gemeinwesen in grosse finanzielle Schwierigkeiten bringt.

Darüber hinaus ist höchste Datentransparenz ein unerlässliches Kriterium, das auch die Regierungskonferenz der Gebirgskantone fordert, und sei es nur, um eventuelle individuelle Unterstützungsmassnahmen genauer zu definieren (Stellungnahme der RKGK zum Entwurf vom 28. August 2017, Punkte 7 und 29).



5.3.

Eine generelle Senkung des Wasserzinses ist umso weniger nachvollziehbar, wenn man bedenkt, dass mehr als die Hälfte der Wasserenergie in der Grundversorgung verkauft wird. Innerhalb dieser Versorgung gilt üblicherweise das Produktionskostenprinzip, nach dem alle Kosten gedeckt werden. Dieser Teil der Wasserenergie hat demnach keine Rentabilitätsprobleme, sondern würde ohne jeglichen Grund von der Senkung des Wasserzinsmaximums profitieren (erläuternder Bericht, Punkt 1.3, zweiter Absatz).

6.

Um die Auswirkung der Wasserzinssenkung zu mildern, erwähnt der Bundesrat im erläuternden Bericht, jedoch nicht im Gesetzestext, einen Alternativvorschlag für die Übergangsregelung, der eine Senkung des Wasserzinses nur für die Wasserkraftwerke vorsieht, die tatsächlich Verluste verzeichnen.

Die oben genannten Argumente gelten grundsätzlich ebenso gegen einzelne Senkungen des Wasserzinses.

In jedem Fall sollte diese Lösung von einer genauen Bewertung der wirtschaftlichen Lage der Wasserenergieerzeuger abhängig gemacht werden (Grundsatz der Kostentransparenz).

Und schliesslich sollte auch die individuelle Unterstützung von einer Rückzahlung der erlassenen Beträge nach genau definierten Kriterien bei Verbesserung der finanziellen Lage abhängig gemacht werden. Diese Möglichkeit ist jedoch im hier diskutierten Entwurf nicht vorgesehen.

7.

Ebenso erinnern wir daran, dass eine Reihe von Massnahmen zur Unterstützung der grossen Wasserkraftwerke in die Energiestrategie 2050 aufgenommen wurde. Dies mit dem Ziel, die Wirtschaftsbedingungen der vorhandenen Wasserkraftwerke mit einer Marktprämie (Art. 30 nEnG) in Höhe von ungefähr 120 Millionen Franken pro Jahr zu verbessern beziehungsweise die Zahl der grossen Wasserkraftwerke durch die Gewährung von Investitionsbeiträgen (siehe hierzu das Faktenblatt «Wasserkraft» des UVEK vom 21. März 2017) zu erhöhen (Neuanlagen, erhebliche Erweiterungen und Erneuerungen).

Diese Massnahmen scheinen gerechtfertigt. Es ist hingegen nicht notwendig und gerecht, auch bei den Wasserzinsen Änderungen vorzunehmen.

8.

Schliesslich schlägt der ACC in Anbetracht der obigen Ausführungen vor, in der Übergangszeit das Wasserzinsmaximum von jährlich 110 Franken pro Kilowatt Bruttoleistung beizubehalten.



Zur Unterstützung der Erzeuger, die tatsächliche finanzielle Schwierigkeiten nachweisen können, schlägt der ACC vor, gegebenenfalls während einer Übergangszeit das Modell der sogenannten Grundversorgungsprämie anzuwenden.

Dieses sieht vor, die Einnahmen aus einer – den gebundenen Endverbrauchern auferlegten – Grundversorgungsprämie zur Deckung der theoretischen Verluste der Wasserkraftwerke zu verwenden (siehe hierzu die Vorschläge der Energieerzeuger in: Sécurité de l’approvisionnement: nouvelles conditions-cadres, Fédération romande pour l’énergie (FRE), Bulletin Nr. 53 vom 30. Juni 2017; ElCom-Bericht an die UREK-N vom 26. Juni 2017, Punkt 3.1).

9.

Für die Zeit nach 2022 plant der Bundesrat, das Wasserzinsmaximum flexibel zu gestalten und aus einem festen und einem variablen, marktabhängigen Teil zusammensetzen. Das flexible Wasserzinssystem wird nur in groben Zügen vorgestellt.

Der ACC ist der Ansicht, dass es verfrüht wäre, zu dem im erläuternden Bericht des Bundesrats vorgestellten Flexibilisierungsmodell Stellung zu nehmen, meint jedoch, dass dieses letztlich nicht in den Rahmen des vorgestellten Entwurfs passt. Der ACC betont indessen noch einmal, dass jegliche Lösung die *Transparenz der Kosten* voraussetzt und dass nicht versucht werden darf, die Schwierigkeiten der Wasserkraftbranche durch Benachteiligung der wasserzinsberechtigten Gemeinwesen zu beheben. Der Ansatz sollte überarbeitet werden.

Im Übrigen ist es nicht möglich, ein künftiges Modell des Wasserzinsmaximums zu bewerten, ohne das entsprechende Marktmodell zu kennen. Erst wenn der Rahmen des neuen Elektrizitätsmarktes bekannt ist, wird es möglich sein, eine konkrete und kohärente Diskussion über das künftige Modell des Wasserzinsmaximums ins Auge zu fassen.

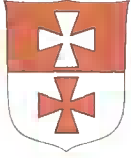
Zum Flexibilisierungsmodell wird der ACC deshalb zu gegebener Zeit Stellung beziehen.

10.

Schliesslich sieht der Entwurf vor, dass die Wasserkraftwerke, die nach dem neuen Energiegesetz einen Investitionsbeitrag erhalten, für einen Zeitraum von 10 Jahren vom Wasserzins befreit werden.

Diese Regelung erscheint zu starr und droht zu einer Ungleichbehandlung dieser Kraftwerke zu führen, da sie eine Befreiung für alle Kraftwerke vorsieht, unabhängig von der getätigten Investition, vom bezogenen Investitionsbeitrag und der erreichten Gesamtbruttoleistung beziehungsweise, bei Erweiterung oder Erneuerung der vorhandenen Kraftwerke, von der erworbenen zusätzlichen Bruttoleistung.

Die Regelung ist einmal mehr problematisch aufgrund der negativen Auswirkungen auf die konzedierenden Gemeinden, die während der für den Bau bewilligten Frist und während



**GEMEINDE
GOMS**

Gemeinde Goms, Furkastrasse 35, 3998 Glurigen

T +41 (0)27 974 12 50, info@gemeinde-goms.ch, www.gemeinde-goms.ch

zehn Jahren ab Inbetriebnahme, das heisst über einen sehr langen Zeitraum, keine Wasserzinse einnehmen.

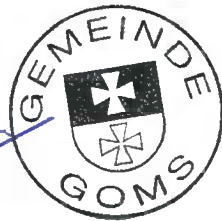
11.

Der Bundesrat hat die vorliegende Revision genutzt, um die Gesetzgebung über die Kompetenzen von Grenzwasserkraftwerken (Art. 7 und Art. 49, Abs. 1, letzter Satz) einzuarbeiten. Dem erläuternden Bericht (Punkt 1.2 am Ende) ist zu entnehmen, dass dies keinerlei Änderung des geltenden materiellen Rechts nach sich zieht. Dies nehmen wir zur Kenntnis, besondere Bemerkungen sind nicht notwendig.

In der Hoffnung, dass die obigen Betrachtungen bei der Überarbeitung des Entwurfs berücksichtigt werden, verbleiben wir, sehr geehrte Frau Bundespräsidentin, mit freundlichen Grüssen.

Gemeinde Goms

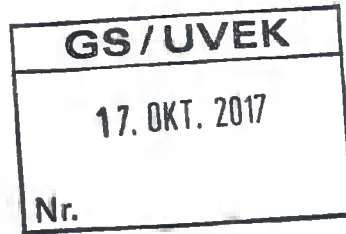
Der Präsident
Gerhard Kiechler



Der Schreiber
Roland Diezig



MUNICIPALITÉ DE TRIENT
1929 TRIENT



Trient, le 13 octobre 2017

Madame la Présidente de la Confédération
Doris Leuthard
Directrice DATEC
Kochergasse 6
3003 Berne

Prise de position sur l'avant-projet concernant la révision partielle de la Loi fédérale du 22 décembre 1916 sur l'utilisation des forces hydrauliques (LFH, SR 721.80)

Madame la Présidente de la Confédération,
Mesdames, Messieurs,

Nous vous remercions de l'occasion qui nous est offerte de nous exprimer sur l'avant-projet concernant la révision partielle de la loi sur les forces hydrauliques. Sur la base de la documentation reçue, nous exprimons les considérations suivantes.

A. Le projet en résumé

Les dispositions fédérales en matière d'utilisation des forces hydrauliques en vigueur expireront à la fin 2019. D'ici 2019, le Conseil fédéral doit en outre soumettre au Parlement la conception d'un nouveau modèle de marché électrique plus conforme au marché réel (art. 30 al. 5 LEne).

Le Conseil fédéral a élaboré une législation en matière de redevances d'eau pour la période postérieure au 1^{er} janvier 2020, en proposant un règlement transitoire pour les années 2020-2022.

La proposition prévoit, en tant que variante principale, la réduction du taux maximal de la redevance annuelle des CHF 110/kWh_{th} actuels à CHF 80/kWh_{th} (art. 49 al. 1 et 1bis).
Alternativement, pendant une période transitoire, le Conseil fédéral envisage d'appliquer la réduction uniquement aux centrales vraiment déficitaires.

Pour la période postérieure à 2022, le Conseil fédéral propose (envisage) de flexibiliser le taux maximal de la redevance annuelle, qui devrait être composé d'une partie fixe et d'une partie variable dépendante du marché. Le système flexible pour la redevance d'eau n'est présenté que dans de grandes lignes; le nouveau système ne sera soumis au Parlement qu'ultérieurement, dans un projet à part, en même temps que le nouveau modèle conforme au marché électrique.

Enfin, le projet prévoit que les installations hydroélectriques, au profit d'une contribution d'investissement conformément à l'art. 26 de la nouvelle loi sur l'énergie, soient exemptées de la redevance annuelle pour une période de 10 ans (art. 50a).

B. La position de la Commune de Trient en résumé

La Commune de Trient s'oppose à des réductions ponctuelles de la redevance en matière de droits d'eau et rejette à la fois la variante principale et la variante alternative présentée par le Conseil fédéral.

En ce qui concerne le modèle flexible prévu, la commune de Trient prendra position au moment opportun. Le futur modèle de marché constituera en fait la base pour définir le nouveau modèle de la redevance en matière de droits d'eau, toute considération à cet égard étant aujourd'hui prématurée.

Enfin, la commune de Trient s'oppose à l'exonération de la redevance annuelle pour les centrales hydroélectriques au profit d'une contribution d'investissement.

Toute mesure de soutien aux producteurs d'énergie hydroélectrique présuppose de faire la clarté sur les coûts et les flux financiers passés et futurs envers les actionnaires.

Les difficultés du secteur hydroélectrique, qui, comme mentionné ci-dessus, doivent être encore clarifiées, peuvent justifier des mesures de soutien, mais seulement dans le contexte d'une solution politique globale, qui implique la contribution de tous les acteurs du marché énergétique.

Cette politique devrait tenir compte de l'importance stratégique de l'énergie hydroélectrique, c'est-à-dire d'un approvisionnement de notre pays avec une énergie propre, renouvelable, nationale et sûre.

C. Arguments

1.

1.1.

Le Conseil fédéral propose la réduction du taux maximal de la redevance annuelle des CHF 110/kWh_{th} actuels à CHF 80/kWh_{th}. Cela représente une réduction importante soit en termes de pourcentage (27% environ), soit en termes absolus, qui ramène le niveau des redevances d'eau aux années 1997-2010.

Cette réduction non seulement est importante mais semble aussi aller à contre-courant (ou ne pas s'aligner) de tous les indicateurs économiques nationaux (tels que l'indice des prix à la consommation, la situation de l'industrie et en particulier de l'industrie d'exportation, la rentabilité du capital, les charges financières que doivent supporter les organismes publics).

En d'autres termes, la réduction semble être exclusivement dictée par la volonté d'aider le secteur hydroélectrique en difficulté.

Elle ne semble pas être le résultat d'une évaluation globale, structurelle et à long terme. Elle ne semble pas s'insérer dans un paquet cohérent de mesures et ne fait pas appel, pour le soutien des entreprises hydroélectriques, à d'autres acteurs institutionnels ou économiques, internes au secteur hydroélectrique (comme par ex. les entreprises de distribution) ou les Cantons et les Communes non alpines (non bénéficiaires de redevances d'eau), y compris les propriétaires d'entreprises productrices ou distributeurs d'énergie, ou encore les consommateurs d'énergie, et en particulier les entreprises, grandes consommatrices qui bénéficient notamment de la sécurité d'approvisionnement énergétique et les faibles coûts actuels de l'énergie.

1.2.

De manière cohérente avec cette position critiquable, le Conseil fédéral justifie la proposition de législation transitoire de réduction du taux maximal de la redevance annuelle en se référant uniquement à la situation difficile des centrales hydroélectriques.

Malgré cela, elle estime que la proposition tient également compte des intérêts des organismes publics bénéficiaires de la redevance (rapport explicatif, début du point 1.3).

En fait, la réduction généralisée de la redevance maximale à CHF 80.-/kWh_{th}, non seulement est objectivement injustifiable, mais se fait au bénéfice exclusif des centrales hydroélectriques, qui voient leurs charges diminuer alors que les intérêts des organismes publics concédants sont sérieusement menacés. Au sens plus large, la réduction des redevances d'eau favorise les Cantons industrialisés du plateau au détriment des Cantons qui ont sacrifié leurs ressources hydriques dans l'intérêt national, qui en règle générale font partie des régions les plus défavorisées et économiquement plus faibles de la Suisse.

1.3.

Les recettes provenant de l'utilisation de la force hydrique sont d'une importance vitale tant pour le canton du Valais, qui encaisse les redevances d'eau du Rhône, que pour les communes Valaisannes, non seulement

pour les bénéficiaires des redevances, les effets positifs se répartissent sur tous les bilans communaux, étant donné que la redevance d'eau est intégrée dans la péréquation financière cantonale. On peut probablement observer cette situation dans toute la région alpine.

Selon le même Rapport explicatif du Conseil fédéral (tableau 1, se référant à 2015), au Valais les recettes totales provenant de la redevance annuelle se montent à environ 164 millions de francs par an, dont plus de 50 millions de francs en faveur des communes concédantes. La réduction prévue de la redevance maximale de 27% fera diminuer les entrées dont bénéficient les organismes publics d'au moins 45 millions de francs par an, avec une perte d'environ CHF 13 millions uniquement à la charge des communes concédantes.

Sur la base des statistiques qui comparent, pour chacune des communes concédantes, les revenus provenant des redevances d'eau par rapport aux recettes fiscales, il est extrêmement simple de démontrer l'impact négatif d'une réduction des redevances sur la situation financière des communes. Par rapport aux recettes fiscales (cadeaux et concessions exclus), le taux de redevance annuelle est en moyenne supérieur à 7%. Dans certaines communes, le pourcentage est toutefois considérablement plus élevé, dans 7 cas (Randa, Binn, Bitsch Eisten Erghish, Gondo, Oberems) il dépasse même 100%; pour 10 autres communes (Bourg-St-Pierre, Embd, Fieschertal, Grengiols, Saas-Almagell, Saas-Balen, Simplon, Staldenried, St-Niklaus, Trient) le pourcentage est largement supérieur à 50%, tandis que dans 11 communes elle dépasse la barre de 20%. Il est facile d'imaginer les conséquences financières dévastatrices pour ces communes dans le cas d'une réduction de la redevance d'eau.

2.

2.1.

Pour les régions de montagne, la force hydrique constitue notoirement un pilier du point de vue économique. Les entrées générées par la redevance annuelle ont une influence directe sur la société et sur la possibilité de rendre attrayantes les communes de montagne avec des mesures fiscales, économiques et sociales et d'éviter l'exode des régions périphériques. Les redevances d'eau constituent donc l'un des éléments stabilisants et égalisateurs en faveur des régions les plus faibles. Les réduire de façon drastique sans même prévoir des mesures compensatoires entre en conflit avec les politiques publiques de soutien aux régions montagneuses, périphériques et moins fortes économiquement.

2.2.

Par ailleurs, la nécessité, qui n'est pas contestée par la commune de Trient, de soutenir le secteur hydroélectrique ne justifie pas l'adoption d'une mesure déséquilibrée qui ne tient pas compte des équilibres nationaux. Le soutien au secteur hydroélectrique constitue du reste une option stratégique pour toute la Suisse, dont la charge ne peut pas retomber principalement sur les bénéficiaires des redevances et sur les régions les plus faibles.

2.3.

Il convient également de souligner que l'importance des sociétés électriques en tant qu'employeurs s'est considérablement réduite par rapport au passé, soit parce que la phase des investissements importants d'une façon générale est terminée, soit parce que l'évolution technologique et d'autres changements généraux ont réduit le besoin de personnel surtout pour la maintenance des sites de production. Les régions périphériques ont donc perdu un avantage qui, dans le passé, a joué un certain rôle. Réduire les redevances d'eau aggrave ce problème.

3.

3.1.

La justification historique des redevances d'eau plaide aussi contre le système mis en consultation.

3.2.

Avec l'introduction, au début du siècle dernier, du taux maximal de la redevance, on a voulu poursuivre, dès le début, l'équilibre entre deux intérêts opposés, c'est-à-dire entre l'approvisionnement en énergie électrique sur tout le territoire national à des prix avantageux (essentiellement en faveur des régions développées industriellement situées sur le plateau) et une indemnisation équitable en faveur des régions de provenance des eaux, fournisseuses des forces hydriques nécessaires à la production d'énergie électrique.

Au fil du temps et avec la pollution croissante de l'espace vital, ont également acquis de l'importance dans la pondération, en faisant augmenter la valeur de l'eau, la protection du paysage et l'environnement, ainsi que

la préservation et la rénovation des forces hydriques existantes (voir OFEG n° 3 de 2002, La redevance en matière de droits d'eau - le tribut le plus important en matière d'utilisation des forces hydriques en Suisse, point 4).

3.3.

La diminution de la redevance va briser les équilibres résultant de l'histoire de l'exploitation des ressources hydrauliques. Elle dévalue de façon injustifiée le prix d'une ressource fondamentale, en pénalisant les régions qui ont mis leurs réserves hydriques à la disposition de l'ensemble du pays.

4.

Comme il est mentionné plus haut, à la base de la législation transitoire proposée de la réduction du taux maximal de la redevance annuelle, le Conseil fédéral évoque la situation difficile des centrales hydroélectriques qui souffriraient d'une couverture insuffisante des coûts de production.

La commune de Trient reconnaît l'existence de distorsions sur le marché suisse de l'électricité et les problèmes de rentabilité pour certaines entreprises hydroélectriques. Toutefois, ces problèmes ne peuvent pas être principalement attribués à la redevance annuelle et à son taux. Ils dépendent surtout de l'effondrement du marché de l'énergie et, pour les centrales à accumulation, de l'effondrement des pics des prix.

Ces problèmes de portée générale nécessitent de réflexions et de solutions globales au niveau européen et - en tout cas - national. Ils ne peuvent pas être résolus par des mesures qui se répercutent principalement sur les cantons et sur les communes concédantes, sans appeler à soutenir le secteur hydroélectrique la Confédération, les autres Cantons et Communes, les acteurs économiques qui bénéficient de la sécurité de l'approvisionnement énergétique.

5.

Le déficit de couverture des coûts de production dont semblent souffrir les entreprises productrices d'énergie hydroélectrique ne doit pas être considéré comme une donnée acquise et, en tout cas et pour au moins deux raisons, doit être mis en priorité à la charge de ces mêmes sociétés productrices. La ElCom s'est exprimée dans le même sens dans les conclusions de son rapport à l'attention de la CAPTE du 26 juin 2017, au point 4 (bien que le document se réfère à des mesures de soutien financées par les consommateurs finaux dans l'approvisionnement de base, les réflexions de ElCom sont également valables dans le cadre de la proposition de réduction de la redevance d'eau).

5.1.

Dans le passé, les entreprises productrices ont presque toujours versé des dividendes à leurs actionnaires, par conséquent elles ont fait des bénéfices. Les montants distribués comme dividendes étaient généralement supérieurs aux redevances payées. Il n'est pas juste qu'à présent, face à l'évolution de la situation du marché, les redevances d'eau soient réduites. Les actionnaires devraient contribuer à aider les entreprises productrices à surmonter ce moment difficile, en puisant aussi dans les dividendes perçus. La documentation mise en consultation et la modification de loi proposée ne traitent absolument pas cet aspect du problème.

5.2.

Il existe également des doutes raisonnables sur la situation réelle des sociétés productrices, sur leurs rapports avec les actionnaires et avec ces mêmes sociétés de distribution, qui sont parfois également des actionnaires.

Les positions de coûts qui déterminent une couverture insuffisante des coûts de production des centrales hydroélectriques actives sur le marché et, en général, les difficultés des entreprises productrices actives sur le marché hydroélectrique ne sont pas vraiment connues. Elles sont le résultat d'une estimation et se basent sur des données qui ne sont pas accessibles au public et difficiles à interpréter, comme l'a illustré le Conseil fédéral lui-même (Rapport explicatif, point 1.1, al. 7).

Il n'est pas justifié de prévoir des mesures de soutien sans avoir un cadre complet et sans avoir des données fiables sur les difficultés des sociétés productrices, qui, en plus de distribuer des dividendes, assez souvent font bénéficier les actionnaires d'autres façons (avec des fournitures d'énergie à des prix de faveur, en rémunérant le capital-actions, avec d'autres formes de paiements directs ou indirects).

Un soutien en l'absence de données transparentes et fiables est à plus forte raison discutable, vu que la forte réduction prévue des redevances met en grave difficulté financière des organismes publics qui sont souvent en difficulté à cause de leur emplacement périphérique.

En outre, la transparence maximale des données est un critère indispensable exigé aussi par la Conférence des gouvernements des cantons alpins, ne serait-ce que pour entrer dans le détail d'éventuelles mesures de soutien individuelles (prise de position de la CGCA sur l'avant-projet du 28 août 2017, points 7 et 29).

5.3.

Une réduction généralisée de la redevance en matière de droits d'eau est encore moins compréhensible si l'on considère que plus de la moitié de la production hydroélectrique est vendue dans le service universel. A l'intérieur de ce service est d'usage le principe des coûts de production selon lequel tous les coûts sont couverts. Cette partie de l'hydroélectricité n'a donc pas de problèmes de rentabilité mais bénéficierait, sans aucune raison, de la réduction du taux maximal de la redevance (rapport explicatif, point 1.3, deuxième alinéa).

6.

Afin d'atténuer l'impact de la réduction du taux maximal de la redevance, le Conseil fédéral mentionne, dans le rapport explicatif, mais pas dans le texte de loi, une proposition alternative pour la réglementation transitoire qui prévoit une réduction de la redevance pour les droits d'eau uniquement pour les centrales vraiment déficitaires.

Les arguments susmentionnés sont aussi fondamentalement contraires à des réductions ponctuelles de la redevance pour les droits d'eau.

En tout cas, cette solution devrait être subordonnée à une évaluation précise de la situation économique des entreprises productrices d'énergie hydroélectrique (principe de la transparence des coûts).

Et enfin, le soutien individuel devrait être subordonné à des critères précis de récupération des montants déduits en cas d'amélioration de la situation financière. Par contre, cette option n'a pas été prévue dans le projet en discussion.

7.

Il convient également de rappeler qu'une série de mesures visant à soutenir les grandes centrales hydroélectriques ont été intégrées dans la Stratégie énergétique 2050. L'objectif est d'améliorer les conditions économiques des centrales existantes avec une prime de marché (art. 30 nLEne), soit environ CHF 120 millions par an, respectivement d'augmenter le nombre de grandes centrales hydroélectriques (nouvelles installations, extensions et rénovations de grande envergure) par la concession de contributions d'investissement (voir à ce sujet la fiche technique "Force hydrique" du 21 mars 2017 du DETEC).

Ces mesures semblent justifiées. Par contre il n'est pas nécessaire et équitable d'intervenir aussi sur la redevance pour les droits d'eau.

8.

En fin de compte et à la lumière de ce qui précède, la commune de Trient propose de maintenir, dans la période transitoire, le taux maximal de la redevance annuelle de CHF 110/kWh_{th}.

Le cas échéant, afin de soutenir les producteurs qui puissent justifier des difficultés financières réelles et prouvées, la commune de Trient suggère d'intervenir, pendant une période transitoire, avec un soutien selon le modèle dit de prime d'approvisionnement de base.

Ce modèle prévoit d'utiliser les revenus provenant d'un système de prime d'approvisionnement de base - chargé aux clients finaux liés - pour couvrir le déficit théorique des centrales hydriques (à ce sujet, voir les propositions des producteurs d'énergie dans: Sécurité de l'approvisionnement: nouvelles conditions cadre, FRE fédération romande pour l'énergie, Bulletin n° 153, 30 juin 2017; rapport ECom à l'attention de la CAPTE du 26 juin 2017, point 3.1).

9.

Pour la période postérieure à 2022, le Conseil fédéral envisage de flexibiliser le taux maximal de la redevance annuelle, qui devrait être composé d'une partie fixe et d'une partie variable selon le marché. Le système flexible pour la redevance d'eau n'est présenté que dans ses grandes lignes.

La commune de Trient estime qu'il est prématuré de prendre position sur le modèle de flexibilisation présenté par le Conseil fédéral dans le rapport explicatif, mais qu'en définitive, celui-ci ne rentre pas dans le cadre du projet proposé. Cependant, la commune de Trient souligne à nouveau que toute solution présuppose la « transparence des coûts » et qu'il ne faut pas essayer de résoudre les difficultés du secteur hydroélectrique en pénalisant les organismes publics qui perçoivent les redevances d'eau. L'approche prévue devrait être revue.

En outre, il n'est pas possible d'évaluer un modèle futur de redevance maximale sans connaître celui du marché. Quand le cadre du nouveau marché électrique sera connu, il sera alors possible d'affronter une discussion concrète et cohérente sur le modèle futur de redevance maximale.

En ce qui concerne le modèle flexible, la commune de Trient prendra donc position au moment opportun.

10.

Enfin, le projet prévoit que les installations hydroélectriques bénéficiant d'une contribution d'investissement conformément à la nouvelle loi sur l'énergie soient exemptées de la redevance annuelle pour une période de 10 ans.

Cette proposition semble trop rigide et risque de créer une disparité de traitement entre ces mêmes centrales, car elle prévoit une exemption pour toutes les centrales, indépendamment de l'investissement effectué, de la contribution d'investissement reçue et de la puissance brute totale obtenue, respectivement, en cas d'expansion ou de rénovation de centrales existantes, à la puissance brute additionnelle acquise.

La proposition est problématique, encore une fois, aussi pour les répercussions négatives sur les communes concédantes en raison du non-encaissement de la redevance pour les droits d'eau jusqu'à l'échéance prévue pour la construction et pour les 10 ans suivant la mise en service, et donc à très long terme.

11.

Le Conseil fédéral a profité de la présente révision pour intégrer la législation concernant les compétences relatives aux centrales hydroélectriques de frontière (art. 7 et art. 49, al. 1, dernière période). Du rapport explicatif (point 1.2 à la fin), il ressort que cela n'entraîne aucune modification du droit matériel en vigueur. Il en est pris acte, des observations ponctuelles ne sont pas nécessaires.

En espérant que les considérations ci-dessus soient prises en compte lors de la révision du projet, recevez, Madame la Présidente de la Confédération, nos sentiments respectueux.

Le Président

B. Saviroz



Le Secrétaire

C. Goumand



COMMUNE DE CHAMPERY

Administration Communale
Rue du Village 46
Case postale 54
1874 Champéry

Tél. +41 24 479 09 09
Fax. +41 24 479 09 00
www.admin-champéry.ch
commune@champéry.ch



Office fédéral de l'énergie OFEN
Section Force hydraulique
3003 Berne

Champéry, le 18 octobre 2017

Projet de révision partielle de la Loi sur l'utilisation des Forces hydrauliques.

Mesdames, Messieurs,

Par courrier du 22 juin 2017, vous nous avez donné l'occasion de prendre position sur le projet de révision partielle de la Loi sur l'utilisation des forces hydrauliques, en particulier le nouveau taux maximum de la redevance hydraulique dès le 1^{er} janvier 2020. Après examen des documents, le Conseil municipal de la Commune de Champéry tient à faire part des considérations suivantes.

Le Conseil municipal considère que la coordination de la conception du nouveau taux maximum de la redevance hydraulique avec le nouveau modèle plus proche de la réalité du marché de l'électricité comme pertinente. Dans ce sens, elle approuve une réglementation transitoire, dont la durée ne doit pas être liée à un nombre défini d'années, mais à l'entrée en vigueur du nouveau modèle de marché, car c'est la seule manière de garantir une véritable coordination entre le modèle de redevance hydraulique et le modèle de marché de l'électricité.

Par contre et au même titre que la Conférence gouvernementale des cantons alpins, le Conseil municipal de Champéry rejette catégoriquement la variante principale soumise par le Conseil fédéral, parce qu'elle ne corrige pas les failles du marché suisse de l'électricité, qu'elle est basée sur une analyse erronée des causes à plus d'un égard et que le Conseil fédéral fait ainsi preuve d'un comportement extrêmement contradictoire, voulant soulager certaines entreprises tout en chargeant les ménages et les PME, sans implication aucune de la Confédération. Par ailleurs, la variante principale proposée aboutirait à une subvention injustifiée selon le principe dit «de l'arrosoir». Il en résulterait in fine que les Communes, respectivement Cantons hydrauliques compenseraient indirectement la prime de marché, décidée par le peuple avec la nouvelle loi sur l'énergie, qui entrera en vigueur le 1er janvier 2018 et déploiera ses effets dès le 1er janvier 2020.

Dès lors et de surcroît au vue de l'évolution favorable des prix de l'énergie durant les 12 derniers mois (Figure 1), le Conseil municipal juge inadaptée et prématurée la variante principale qui fixe à 80 francs par kilowatt théorique la redevance hydraulique maximale.





COMMUNE DE CHAMPÉRY

Figure 1 : Evolution du prix de l'énergie en Suisse Baseload [CH/MWh] 2018 durant les 12 derniers mois



Sur la base des éléments exposés ci-dessus, nous proposons de prolonger la disposition actuelle sur la redevance hydraulique, ce qui revient à modifier l'art. 49 al. 1 ainsi:

La redevance hydraulique annuelle ne peut excéder 110 francs par kilowatt théorique jusqu'à l'entrée en vigueur du modèle proche de la réalité du marché, conformément à l'art. 30, al. 5, de la Loi sur l'énergie (LEne) du 30 septembre 2016. (...)

Pour le surplus, nous nous référons à la position de la Conférence gouvernementale des cantons alpins du 28 août 2017.

Tout en vous remerciant pour l'occasion que vous nous avez donnée de prendre position, nous demandons au Conseil fédéral de tenir dûment compte de nos arguments dans son projet de révision partielle de la Loi sur l'utilisation des forces hydrauliques.

Municipalité de Champéry

Le Président

Luc Fellay

Le Secrétaire

Etienne Délez

