



Rat der
Eidgenössischen
Technischen
Hochschulen
ETH-Rat

Präsident

Conseil des
écoles
polytechniques
fédérales
CEPF

Président

Consiglio
dei
politecnici
federali
CPF

Presidente

Cussegl da las
scolas
politecnicas
federalas
CSPF

President

Board of the
Swiss Federal
Institutes of
Technology
ETH Board

President

Département fédéral de l'environnement,
des transports, de l'énergie
et de la communication (DETEC)
Office fédéral de l'énergie (OFEN)
3003 Berne

Envoyé par e-mail à: energiestrategie@bfe.admin.ch

Zurich, le 4 mai 2017

Procédure de consultation du premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050: modifications à l'échelon de l'ordonnance

Mesdames, Messieurs,

Le Conseil des EPF vous remercie de lui donner l'occasion de prendre position dans le cadre de la procédure de consultation du premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050.

Nous avons demandé aux différentes institutions du Domaine des EPF d'examiner les documents soumis à la consultation. De très nombreuses propositions de modifications et demandes de clarification ont été faites, de sorte que nous avons décidé de vous les communiquer toutes *in extenso*. Nous vous prions à cet effet de trouver en pièces jointes les réponses détaillées des institutions. Nous nous permettons de souligner ici six points particulièrement importants aux yeux du Conseil des EPF.

1. Mettre l'accent sur les mesures de régulation plutôt que sur les mesures d'encouragement

Ainsi qu'il l'a déjà exprimé en janvier 2013 dans le cadre de la procédure de consultation de la Stratégie énergétique 2050, le Conseil des EPF estime que le paquet proposé s'appuie trop sur des mesures d'encouragement et pas assez sur des mesures de régulation, alors qu'il a été démontré scientifiquement que ce sont les secondes qui sont les plus efficaces. Une modification en ce sens de l'orientation générale du paquet de mesures serait saluée.

2. Soutien aux installations hydroélectriques présentant un intérêt national

L'énergie hydraulique fournit une contribution importante à un approvisionnement énergétique climatiquement neutre en Suisse. Il convient donc par principe de saluer l'encouragement de ce type d'énergie. Nous souhaitons toutefois vous transmettre les très fortes objections soulevées par l'Eawag au sujet des art. 8 « Installations hydroélectriques présentant un intérêt national » et 10 « Exclusion en vertu de l'art. 12, al. 2, de la loi » de l'ordonnance sur l'énergie (OEne).

Concernant le premier de ces deux articles (OEne art. 8), l'Eawag est d'opinion que la taille limite à partir de laquelle une installation hydroélectrique présente un intérêt national doit



être placée plus haut. Les installations hydroélectriques dont la production annuelle se situe entre 20 et 88 GWh par année sont en effet déjà fortement soutenues par la rétribution à prix coûtant. Il est de plus questionnable qu'une installation qui ne représenterait qu'environ un demi-pour mille de la production annuelle hydroélectrique visée en 2050 par la loi sur l'énergie (38,6 TWh/an) puisse déjà présenter un intérêt national. Se basant en outre sur des études scientifiques récentes, l'Eawag montre: i) que les instruments d'encouragement actuels fonctionnent et sont suffisants; un soutien supplémentaire, au détriment des autres formes d'utilisation des cours d'eau, est par conséquent jugé inapproprié; ii) qu'un soutien supplémentaire aux petites installations hydroélectrique implique une pression accrue sur les petits cours d'eau à forte pente, typiques des régions alpines, dont l'importance pour la biodiversité est établie; et iii) que la construction d'installations hydroélectriques au bord de petits ruisseaux nuit plus fortement aux populations de poissons que la construction de telles installations au bord de cours d'eau plus grands. Pour toutes ces raisons, une définition moins généreuse de la taille limite à partir de laquelle une installation hydroélectrique présente un intérêt national permettrait de tenir compte aussi des autres besoins liés aux cours d'eau. Il est à noter qu'un argument similaire est mis en avant, de manière indépendante, par l'EPFL au sujet des éoliennes. Là aussi la limite de production à partir de laquelle un parc éolien présenterait un intérêt national est jugée beaucoup trop basse puisque 10 GWh ne représentent que 0,02% de la consommation nationale. Il est donc proposé de relever cette limite d'un ordre de grandeur au moins.

En ce qui concerne l'art. 10 OEnE, l'exclusion des installations à l'intérieur du périmètre de biotopes d'importance nationale et de réserves d'eau et d'oiseaux migrateurs est saluée. Il convient cependant de noter que ceci n'est pas suffisant pour protéger et conserver à long terme les écosystèmes des cours d'eau et leurs services écosystémiques. L'Eawag montre en effet qu'il est nécessaire de considérer une planification à grande échelle, qui soit spatialement explicite et qui tienne aussi compte des autres utilisations et intérêts de protection au niveau du bassin versant. De plus, il convient de prendre en compte les autres types de réserves naturelles – comme celles de l'inventaire fédéral des paysages, sites et monuments naturels d'importance nationale (IFP), les réserves naturelles cantonales, ou encore les réserves naturelles de ProNatura – et les conventions internationales de protection. Le WSL argumente de manière similaire au sujet des installations éoliennes, et signale que la protection du périmètre des réserves ornithologiques à elle seule ne suffit pas pour protéger les oiseaux de manière efficaces.

Les objections soulevées par l'Eawag sont de nature fondamentale. Certains objectifs de protection, eux aussi d'importance nationale et auxquels l'Eawag a contribué et continuera de contribuer de manière essentielle par ses activités de recherche, d'enseignement et de conseil, sont en effet menacés par les modifications proposées. L'Eawag a par conséquent décidé de vous envoyer également, en parallèle à cette prise de position du Conseil des EPF, sa propre prise de position.

3. Risque de défaut d'approvisionnement

Nous nous permettons d'évoquer, à la suite de l'EPFL et en reprenant ses termes, la question de la sécurité d'approvisionnement au cas où le déploiement des technologies renouvelables devait être significativement plus lent que celui prévu par la Stratégie énergétique 2050. Un tel scénario est parfaitement envisageable mais ne semble pas évoqué par les nouvelles ordonnances d'application.

L'abandon progressif des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables, tel que prévu dans l'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité d'origine renouvelable (OEnER), peut s'avérer trop abrupte et engendrer un ralentissement important du déploiement de ces technologies; or celles-ci sont essentielles pour combler l'arrêt



progressif de nos 5 réacteurs nucléaires. Si le déploiement des énergies renouvelables et le soutien à l'efficacité énergétique devaient s'avérer plus lent que prévu par la Stratégie énergétique 2050 de la Confédération, la Suisse devrait alors soit déployer de manière transitoire des installations énergétiques au gaz naturel (centrales à gaz ou unités de cogénération), soit dépendre massivement d'importations d'énergie. Un tel scénario est parfaitement envisageable et nous sommes d'avis qu'il doit absolument être considéré en vue de prévoir une alternative. Or les conditions cadre et le contexte actuel du marché ne permettent pas de rentabiliser des installations au gaz naturel. Il est donc très peu probable que des centrales à gaz ou des unités de cogénération à gaz voient le jour dans la décennie à venir. En outre, une dépendance accrue aux importations n'est pas souhaitable pour des questions de sécurité d'approvisionnement. A la lecture des nouvelles ordonnances, il ne semble pas que ce cas de figure soit considéré. Si aucun soutien spécifique n'est offert aux installations à gaz naturel, le marché se dirigera vers les importations qui seront vraisemblablement plus économiques à moyen terme. Comment le DETEC considère-t-il ce risque et comment est-il géré au niveau de la loi et des ordonnances ?

Le scénario de la Stratégie énergétique 2050 prévoit d'ailleurs explicitement que le déficit d'électricité induit par la sortie du nucléaire devra être en partie comblé par des unités de cogénération à gaz. Le rôle de ce vecteur énergétique sera particulièrement important dans une phase de transition (vraisemblablement 2025-2040), tant que le déploiement des énergies renouvelables et les mesures d'efficacité énergétique n'auront pas atteint un niveau suffisant pour compenser la mise à l'arrêt des centrales nucléaires. L'ampleur du recours à la filière gaz naturel est à ce jour difficile à estimer, mais pourrait s'avérer plus important que prévu par le scénario de la Stratégie énergétique 2050. Or les centrales à cogénération ne sont, dans les conditions actuelles du marché, pas rentables. Sans soutien spécifique, ces solutions ne trouveront pas d'investisseurs et ne pourront se déployer efficacement. Certes, l'ordonnance sur le CO₂ prévoit le remboursement d'une redevance pour les unités de cogénération, mais cela ne suffira vraisemblablement pas à rentabiliser ces unités. Des soutiens spécifiques additionnels, tels qu'un accès facilité au marché de réglage SDL ou un bonus pour les unités à haut rendement énergétique, à même de générer de l'électricité pendant la période hivernale, pourraient être considérés comme soutien implicite à la cogénération et à la micro-cogénération. Alternativement, ne faudrait-il pas, aujourd'hui déjà, profiter de la révision des ordonnances pour inclure une clause de mise à disposition de la capacité de production d'électricité, si la sécurité d'approvisionnement venait à être mise en danger, qui permette un déploiement rapide (2-3 ans) de centrales à gaz ?

Avec la prochaine ouverture totale du marché de l'électricité, les distributeurs ne bénéficieront plus de clients captifs et volontaires que sur des périodes maximales de 3 ans. Dans ce contexte, il n'est pas évident de savoir à qui incombe la sécurité d'approvisionnement sur le long terme. Cet élément ne doit pas forcément trouver sa place dans la présente révision des ordonnances sur l'approvisionnement électrique, car il n'est pas directement lié à l'objet de la votation, mais il devra néanmoins être solutionné dans les années à venir.

4. Demande d'inclusion du CSCS dans la liste des grandes installations de recherche pour lesquelles le remboursement du supplément perçu sur le réseau peut être demandé (annexe 4 OEne)

Le Conseil des EPF salue la mise en œuvre pragmatique du remboursement du supplément perçu sur le réseau pour les grandes installations de recherche (OEne, art. 39 et annexe 4). Nous prenons note avec reconnaissance de cette modification, qui tient compte des conditions spécifiques dans lesquelles ces installations de recherche d'importance nationale, grandes consommatrices d'électricité, sont exploitées.



Il nous est cependant apparu que le CSCS (Centro Svizzero di Calcolo Scientifico) de l'ETH Zurich n'était pas mentionné dans la liste de l'annexe 4. L'inclusion du CSCS sur cette liste est cependant essentielle aux yeux du Conseil des EPF. Nous estimons qu'au vu des tâches assignées au CSCS, celui-ci est clairement une grande installation de recherche d'importance nationale au sens des précisions apportées en page 24 du rapport explicatif sur l'OEne. En effet, le Conseil fédéral a assigné, le 5 avril 2017, dix objectifs stratégiques au Domaine des EPF pour la période 2017-2020, et le CSCS est directement lié à deux de ces objectifs: l'objectif de développement 3 (infrastructures de recherche et grands projets de recherche), et l'objectif 7 (rôle dans la société et tâches nationales). Le CSCS est une infrastructure de recherche nationale qui est accessible aux hautes écoles de toute la Suisse, qui joue un rôle important dans la mise en place du « Swiss Science Data Center », et dont les prestations de service sont utiles à tout le pays. L'ETH Zurich prévoit en outre de proposer la prochaine étape de l'initiative « High Performance Computing and Networking » (HPCN-24) pour la prochaine Feuille de route suisse pour les infrastructures de recherche (Roadmap), et également comme partie du plan stratégique 2021-2024 du Conseil des EPF pour le Domaine des EPF. L'initiative HPCN-24 est une pierre angulaire du CSCS et est cruciale pour la communauté suisse de calcul à haute performance.

Nous attirons de plus votre attention sur le fait que la non-inclusion du CSCS sur la liste de l'annexe 4 à l'OEne aurait un impact financier conséquent. En effet, selon les estimations de l'ETH Zurich, une telle exclusion signifierait pour 2018 qu'une somme importante, ne pourrait pas être réclamée.

Pour toutes ces raisons, dans la perspective du Domaine des EPF, il convient d'intégrer explicitement le CSCS dans la liste des grandes installations de recherche pour lesquelles le remboursement du supplément perçu sur le réseau peut être demandé (annexe 4 OEne).

5. Ordonnance sur la réduction des émissions de CO₂: proposition de modification de l'article 26

Nous saluons l'adaptation des valeurs cibles de CO₂ pour les voitures de tourisme et l'introduction de nouvelles valeurs cibles pour les voitures de livraison et tracteurs à sellette légers.

Le Conseil, suivant l'opinion de l'Empa, désapprouve cependant la modification proposée pour l'article 26 de l'ordonnance sur le CO₂. Cette modification est proposée sans justification et rend plus difficile une réduction effective des émissions de CO₂. En effet, les mesures destinées à augmenter la part des carburants renouvelables conduisent inmanquablement à une réduction de ces émissions, alors que les mesures visant à une réduction des émissions de CO₂ de référence sont peu claires (voir à ce sujet le rapport de la Commission européenne "Evaluation of Regulations 443/2009 and 510/2011 on CO2 emissions from light-duty vehicles"; Final Report; 8th April 2015; Study contract no. 071201/2013/664487/ETU/CLIMA.C.2). Par conséquent, l'Empa plaide pour la conservation, sous une forme modifiée, de l'ancienne version de l'article 26 de l'ordonnance sur la réduction des émissions de CO₂, en tenant compte, pour chaque carburant, de la part d'énergie renouvelable. Une proposition de texte concrète est visible en pièce jointe (remarques de l'Empa relatives aux ordonnances individuelles). Ne pas corriger les valeurs de référence de la part d'énergie renouvelable est scientifiquement faux et injustifié.

6. Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité : proposition de modification de l'article 8a

Nous ne pouvons qu'être d'accord avec le DETEC quant à la nécessité de déployer des systèmes de mesure intelligents pour une gestion plus efficace du réseau à l'avenir.



Cependant, les spécifications techniques requises dans l'article 8a « Systèmes de mesure intelligents », et en particulier la période proposée de quinze minutes pour le calcul des courbes de charge, ne suffisent absolument pas à rendre le réseau suffisamment intelligent. L'EPFL souligne en particulier que ces spécifications ne permettent pas à la gestion de la demande (« demand response », qui nécessite une période d'une seconde) d'offrir des services auxiliaires au réseau, et fait une proposition concrète de modification de l'article. Il s'agit d'un élément considéré comme critique pour l'évolution du réseau puisqu'un danger de verrouillage technologique (« technology lock-in ») est identifié.

En plus des points qui viennent d'être soulignés, nous répétons ici que de nombreux autres éléments ont été soulevés par les institutions du Domaine des EPF au cours de cette procédure de consultation. Vous trouverez en pièces jointes l'ensemble de ces préoccupations et suggestions.

Nous vous remercions d'avance pour la prise en compte des commentaires que nous vous soumettons, et restons à votre entière disposition pour tout renseignement complémentaire. Veuillez agréer, Mesdames, Messieurs, l'expression de nos salutations les plus distinguées.

Fritz Schiesser

Annexes: Remarques des différentes institutions du Domaine des EPF relatives aux ordonnances individuelles

Copies: Institutions du Domaine des EPF
Madame Verena Weber, SG-DEFR
Monsieur Maurizio Toneatto, SEFRI
Madame Muriel Meister-Gampert, SEFRI

Vernehmlassung betreffend Umsetzung des ersten Massnahmenpakets zur Energiestrategie 2050: Änderungen auf Verordnungsstufe

Consultation relative à la mise en œuvre du premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050: modifications à l'échelon de l'ordonnance

Bemerkungen zu den einzelnen Verordnungen / Remarques par rapport aux ordonnances individuelles (***NB: Die Nummerierung der Vorlagen in Deutsch und Französisch stimmt nicht überein / Les numéros attribués aux ordonnances ne correspondent pas entre l'allemand et le français***)

Institution: **Eawag**

Die Eawag nimmt zur Totalrevision der Energieverordnung Stellung (Vorlage 4)

Kontaktperson(en) / Personne(s) de contact: Eawag, Abt. Oberflächengewässer, **Dr. Martin Schmid**, martin.schmid@eawag.ch, 058 765 21 93

Stab ETH-Rat:

Dr. Jean-Daniel Strub, jean-daniel.strub@ethrat.ch, 044 632 20 63

A) Verordnung über die Reduktion der CO2-Emissionen (Vorlage 1) / Ordonnance sur la réduction des émissions de CO2 (projet 2)

Generelle Bemerkungen / Remarques générales		
Artikel / Article	Bemerkungen / Remarques	Antrag (Textvorschlag) / Proposition (texte)

B) Energieeffizienzverordnung (Vorlage 2) / Ordonnance sur les exigences relatives à l'efficacité énergétique (projet 3)

Generelle Bemerkungen / Remarques générales		
Artikel / Article	Bemerkungen / Remarques	Antrag (Textvorschlag) / Proposition (texte)

C) Energieförderungsverordnung (Vorlage 3) / Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (projet 6)

Generelle Bemerkungen / Remarques générales		
Artikel / Article	Bemerkungen / Remarques	Antrag (Textvorschlag) / Proposition (texte)

D) Energieverordnung (Vorlage 4) / Ordonnance sur l'énergie (projet 5)

Generelle Bemerkungen / Remarques générales

Die Wasserkraft leistet einen wichtigen Beitrag zu einer klimaneutralen Energieversorgung der Schweiz. Eine Förderung derselben ist deshalb grundsätzlich zu begrüssen. Die geringe Leistung, ab der ein Kraftwerk als nationales Interesse gilt, sehen wir jedoch seitens Eawag kritisch. Bitte beachten Sie dazu auch die unten angegebenen Referenzen. (Eawag = Eidgenössische Anstalt für Wasserversorgung, Abwasserreinigung und Gewässerschutz).

Artikel / Article	Bemerkungen / Remarques	Antrag (Textvorschlag) / Proposition (texte)
<p>Art. 8 Wasserkraftanlagen von nationalem Interesse</p> <p>¹Neue Wasserkraftanlagen sind von nationalem Interesse, wenn sie über:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens 20 GWh verfügen; oder b. eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens 10 GWh und über mindestens 800 Stunden Stauinhalt bei Volleis- tung verfügen. <p>²Bestehende Wasserkraftanlagen sind von nationalem Interesse, wenn sie durch die Erweiterung oder Erneuerung:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens 10 GWh erreichen; oder b. eine mittlere erwartete Produktion von jährlich mindestens 5 GWh erreichen und über mindestens 400 Stunden Stauinhalt bei Volleistung verfügen. <p>³Liegt bei neuen Wasserkraftanlagen die erwartete mittlere Produktion zwischen 10 und 20 GWh pro Jahr und bei</p>	<p>Kraftwerke mit einer erwarteten jährlichen Produktion von 20 GWh und bis 88 GWh pro Jahr werden bereits heute über die kostendeckende Einspeisevergütung stark gefördert. Das Ziel des Energiegesetzes ist, die Wasserkraft bis im Jahr 2035 zu einer jährlichen Produktion von 37.4 TWh pro Jahr auszubauen, das längerfristige Ziel in der Energiestrategie bis zum Jahr 2050 beträgt 38.6 TWh/a. Ein Kraftwerk, das ungefähr ein halbes Promille zu dieser Strommenge beträgt, erhalte demnach schon nationale Bedeutung.</p> <p>Die gegenwärtige Entwicklung der Stromproduktion aus Wasserkraft stützt die Beobachtung, dass die vorhandenen Förderinstrumente funktionieren und genügen. Zwischen 2006 und 2015 wurde die mittlere Produktionserwartung um etwa 900 GWh pro Jahr auf 36.4 TWh pro Jahr gesteigert (Vollenweider und Müller, 2017). Dies entspricht fast der Hälfte des im Energiegesetz vorgesehenen Ausbaus bis ins Jahr 2035. Eine zusätzliche Förderung auf Kosten von anderen Nutzungen der Fließgewässer erachten wir deshalb als nicht angemessen.</p> <p>Mit einer zusätzlichen Förderung von kleinen Wasserkraftwerken nimmt auch der Druck auf kleinere</p>	<p>Die Grösse, ab der ein Wasserkraftwerk als nationales Interesse gilt, ist höher anzusetzen.</p>

bestehenden zwischen 5 und 10 GWh pro Jahr, so reduziert sich die Anforderung an den Stauinhalt linear.

*Pumpspeicherkraftwerke sind von nationalem Interesse, wenn sie über eine installierte Leistung von mindestens 100 MW verfügen.

Fliessgewässer mit grossem Gefälle zu (Zarfl et al. 2015), wie sie typischerweise in alpinen Gebieten zu finden sind. Diese Gewässer sind besonders wichtig, weil sie bis heute am wenigsten durch Wasserkraft und allgemein durch anthropogene Stressoren beeinträchtigt werden (Zeh Weissmann et al. 2009). Ebenso stellen diese kleineren Bäche mit grossem Gefälle einen einzigartigen Lebensraum dar, der auch als wichtiges Rückzugsgebiet für viele Arten fungiert. Die naturbelassenen Habitate und die Durchgängigkeit zwischen kleinen Fliessgewässern und dem Hauptfluss sind wichtig für den Erhalt der Biodiversität in Flussnetzwerken. Diese, vor allem in alpinen Gewässern, hohe innerartliche Biodiversität wird längerfristig den Fortbestand von Arten sichern, welcher für viele Arten durch den Klimawandel und andere anthropogene Einflussgrössen gefährdet ist (Freeman et al., 2007).

Es ist zudem bekannt, dass die Dichte des Fischbestandes (Anzahl Individuen pro Fläche) mit abnehmender Bachbreite stark zunimmt (Amrein und Ineichen, 2015). Der Bau von Kraftwerken an kleinen Bächen kann Fischbestände also verglichen mit der Stromproduktion überproportional stärker beeinträchtigen, als die Nutzung eines grossen Gewässers.

Eine weniger grosszügige Definition der Grösse, ab der ein Wasserkraftwerk als nationales Interesse gilt, wäre also geeignet, anderen Ansprüchen an ein Gewässer (man kann auch von Ökosystemleistungen sprechen) gerecht zu werden.

Artikel / Article	Bemerkungen / Remarques	Antrag (Textvorschlag) / Proposition (texte)
<p>Art. 10 Ausschluss nach Artikel 12 Absatz 2 EnG</p> <p>Der Ausschluss nach Artikel 12 Absatz 2 EnG umfasst künstlich geschaffene und auf Dauer angelegte Einrichtungen, die innerhalb des Perimeters eines Biotops von nationaler Bedeutung oder innerhalb einem Wasser- und Zugvogelreservat in bestimmter fester Beziehung zum Erdboden stehen.</p>	<p>Die Eawag begrüsst, dass im Perimeter von Biotopen nationaler Bedeutung sowie Wasser- und Zugvogelreservaten ein Ausschluss erfolgt. Es gilt jedoch zu bedenken, dass dies nicht ausreichend ist, um Fliessgewässerökosysteme und ihre Ökosystemleistungen für den Menschen langfristig zu schützen und zu erhalten. Folgende Gründe sind verantwortlich:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Perimetergrösse der Biotope nationaler Bedeutung nicht ausreichend für Prozessschutz: In der Liste der nationalen Biotopinventare sind v.a. die Auen nationaler Bedeutung für den Fliessgewässerschutz relevant. Der Perimeter der inventarisierten Auen ist tendenziell klein – im Durchschnitt (Median) beträgt er 41 ha (BAFU 2016). Solch kleine Perimeter sind wichtig für die lokale Sicherung des Raums und als Lebensraum für eine vielfältige Fauna und Flora; sie sind jedoch nicht in der Lage, das langfristige Funktionieren der Fliessgewässerökosysteme zu gewährleisten. Wie kaum ein anderer Lebensraumtyp werden Fliessgewässer von grossräumigen Prozessen wie Geschiebetransport oder Abflussdynamik geprägt. Um Fliessgewässer langfristig zu erhalten, müssen diese relevanten Prozesse geschützt werden (Abell et al. 2007). In der Schweiz fehlen dazu die nötigen Schutzinstrumente. Eine Perimeter-weise Betrachtung beim Ausbau der Kleinwasserkraft ist nicht ausreichend. Es braucht eine grossräumige, räumlich explizite Planung, die die Ausbaupläne integral betrachtet, d.h. unter Berücksichtigung anderer Nutzungs- und Schutzinteressen auf Einzugsgebietsebene (BAFU 2012). ● Grossräumige Effekte von Kleinwasserkraftwerken: Kleinwasserkraftwerke sind wissenschaftlich generell schlecht untersucht, insbesondere hinsichtlich der räumlichen Reichweite ihrer Auswirkungen (Bilotta et al. 	<p>Eine Perimeter-weise Betrachtung beim Ausbau der Kleinwasserkraft ist nicht ausreichend. Es braucht eine grossräumige, räumlich explizite Planung, die die Ausbaupläne integral betrachtet, d.h. unter Berücksichtigung anderer Nutzungs- und Schutzinteressen auf Einzugsgebietsebene (BAFU 2012).</p> <p>Es sind die weiteren Schutzgebietstypen wie BLN-Gebiete, kantonale Schutzgebiete, ProNatura-Schutzgebiete ebenfalls einzubeziehen und auch die internationalen Schutzabkommen zu berücksichtigen.</p>

	<p>2016, Jager et al. 2015). Es ist davon auszugehen, dass sich lokale schädliche Auswirkungen im Fließgewässernetz fortpflanzen. In anderen Worten: Auch wenn Kleinwasserkraftwerke nicht innerhalb des Perimeters von inventarisierten Biotopen liegen, können letztere betroffen sein.</p> <ul style="list-style-type: none">● BLN-Gebiete (Bundesinventar der Landschaften und Naturdenkmäler von nationaler Bedeutung) mit Fließgewässer-relevanten Schutzziele: Die vorgeschlagene Formulierung schliesst die BLN-Gebiete explizit aus. Damit wird das BLN als Instrument für den Landschaftsschutz stark in seiner Wirkung beschnitten. Dies ist aus unserer Sicht auch für den Fließgewässerschutz hochproblematisch, ganz besonders für jene BLN-Gebiete, die seit der Schutzziel-Präzisierung im Jahr 2014 auch Fließgewässer-relevante Schutzziele verfolgen.● Weitere Schutzgebiete (kantonale Schutzgebiete, ProNatura-Schutzgebiete, internationale Schutzabkommen): Neben den inventarisierten Biotopen sowie den BLN-Gebieten existieren in der Schweiz zahlreiche weitere Schutzgebietstypen, so z.B. kantonale oder privatrechtliche Schutzgebiete sowie internationale Schutzgebiete (wie z.B. Ramsar oder Smaragd). Mit der vorgeschlagenen Änderung der EnV verlieren diese wichtigen, langjährig akzeptierten Instrumente zum Natur- und Landschaftsschutz an Wirkung.	
--	---	--

Referenzen zur Eawag-Stellungnahme:

Abell R, Allan JD & Lehner B (2007) Unlocking the potential of protected areas for freshwaters. *Biological Conservation*, 134, 48-63.

BAFU 2016: Aueninventar: Objektbeschreibungen. Online unter:

<https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/biodiversitaet/fachinformationen/massnahmen-zur-erhaltung-und-foerderung-der-biodiversitaet/oekologische-infrastruktur/biotope-von-nationaler-bedeutung/aueninventar--objektbeschreibungen.html>

Amrein P & Ineichen P (2015) Naturverlaichung der Bachforelle – Eine Überprüfung in den luzernischen Fliessgewässern. Abteilung Natur, Jagd und Fischerei, Sursee.

BAFU (2012) Einzugsgebietsmanagement. Anleitung für die Praxis zur integralen Bewirtschaftung des Wassers in der Schweiz. Umwelt-Wissen. BAFU, Bern.

Bilotta GS, Burnside NG, Gray JC, et al. (2016). The Effects of Run-of-River Hydroelectric Power Schemes on Fish Community Composition in Temperate Streams and Rivers. *PLoS One* 11: e0154271.

Freeman MC, Pringle CM and Jackson CR. 2007. Hydrologic Connectivity and the Contribution of Stream Headwaters to Ecological Integrity at Regional Scales. *Journal of the American Water Resources Association*. **43**: 5-14.

Jager HI, Efromson RA, Opperman JJ, et al. (2015). Spatial design principles for sustainable hydropower development in river basins. *Renew Sust Energ Rev* 45: 808-816.

Vollenweider S & Müller M. (2017). Entwicklung der Wasserkraftnutzung in der Schweiz seit 2006, Zahlen und Fakten. *Wasser Energie Luft* 109, Heft 1: 19-26.

Zarfl C, Lumsdon A, Berlekamp J, et al. (2015). A global boom in hydropower dam construction. *Aquat Sci* 77: 161-170.

Zeh Weissman H, Könitzer C & Bertiller A (2009) Strukturen der Fliessgewässer in der Schweiz. Zustand von Sohle, Ufer und Umland (Ökomorphologie). Ergebnisse der ökomorphologischen Kartierung. Stand: April 2009. Umwelt-Zustand, Nr. 0926, 100.

E) Verordnung über die Gebühren und Aufsichtsabgaben im Energiebereich (Vorlage 5) / Ordonnance sur les émoluments et les taxes de surveillance dans le domaine de l'énergie (projet 4)

Generelle Bemerkungen / Remarques générales		
Artikel / Article	Bemerkungen / Remarques	Antrag (Textvorschlag) / Proposition (texte)

F) Verordnung des UVEK über den Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung (Vorlage 6) / Ordonnance du DETEC sur la garantie d'origine et le marquage de l'électricité (projet 9)

Generelle Bemerkungen / Remarques générales		
Artikel / Article	Bemerkungen / Remarques	Antrag (Textvorschlag) / Proposition (texte)

G) Kernenergieverordnung (Vorlage 7) / Ordonnance sur l'énergie nucléaire (projet 7)

Generelle Bemerkungen / Remarques générales		
Artikel / Article	Bemerkungen / Remarques	Antrag (Textvorschlag) / Proposition (texte)

H) Landesgeologieverordnung (Vorlage 8) / Ordonnance sur la géologie nationale (projet 8)

Generelle Bemerkungen / Remarques générales		
Artikel / Article	Bemerkungen / Remarques	Antrag (Textvorschlag) / Proposition (texte)

I) Stromversorgungsverordnung (Vorlage 9) / Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (projet 1)

Generelle Bemerkungen / Remarques générales		
Artikel / Article	Bemerkungen / Remarques	Antrag (Textvorschlag) / Proposition (texte)

Vernehmlassung betreffend Umsetzung des ersten Massnahmenpakets zur Energiestrategie 2050: Änderungen auf Verordnungsstufe

Consultation relative à la mise en œuvre du premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050: modifications à l'échelon de l'ordonnance

Bemerkungen zu den einzelnen Verordnungen / Remarques par rapport aux ordonnances individuelles **(NB: Die Nummerierung der Vorlagen in Deutsch und Französisch stimmt nicht überein / Les numéros attribués aux ordonnances ne correspondent pas entre l'allemand et le français)**

Institution: Empa, Eidgenössische Materialprüfungs- und Forschungsanstalt

Kontaktperson(en) / Personne(s) de contact:

Dorothee Künzler, Rechtsdienst, dorothee.kuenzler@empa.ch, TelNr. +41 58 765 65 09

Stab ETH-Rat:

Dr. Jean-Daniel Strub, jean-daniel.strub@ethrat.ch, 044 632 20 63

A) Verordnung über die Reduktion der CO2-Emissionen (Vorlage 1) / Ordonnance sur la réduction des émissions de CO2 (projet 2)

Generelle Bemerkungen / Remarques générales

Massnahmen zur Verminderung der CO2-Emissionen von Personenwagen, Lieferwagen und leichten Sattelschleppern

Die Empa befürwortet die Anpassung der CO2-Zielwerte bei Personenwagen und die Einführung neuer Zielwerte für Lieferwagen und leichte Sattelschlepper. Sie ist aber nicht einverstanden mit der Streichung des bisherigen Art. 26, da diese unbegründet erfolgt und eine effektive Möglichkeit zur CO2-Minderung erschwert.

Während Massnahmen zur Erhöhung des Anteils sauberer, erneuerbarer Treibstoffe zu einer „zwangsläufigen“ und damit sicheren CO₂-Reduktion in der Realität führen, sind die Massnahmen zur Reduktion der CO2-Normemissionen diesbezüglich zumindest unklar (siehe Bericht der EU-Kommission „Evaluation of Regulations 443/2009 and 510/2011 on CO2 emissions from light-duty vehicles“; Final Report; 8th April 2015; Study contract no. 071201/2013/664487/ETU/CLIMA.C.2). Die Empa weist deshalb darauf hin, dass gerade bei so anspruchsvollen Zielen zur CO2-Reduktion im Verkehrsbereich, im Rahmen dieser Teilrevision mit Art. 26 eine auch für den realen Betrieb effektive Massnahme nicht gestrichen werden sollte.

Artikel / Article	Bemerkungen / Remarques	Antrag (Textvorschlag) / Proposition (texte)
Art. 17, 4	Weder aus dem Verordnungstext noch aus dem erläuternden Bericht geht hervor, ob die Aufzählung kumulativ oder alternativ zu verstehen ist.	Klärung, ob die Aufzählung im Verordnungstext kumulativ oder alternativ ist.
Art 26 (neu und alt)	<p>Die Empa plädiert für die modifizierte Beibehaltung des bisherigen Artikels 26, erweitert auf den Anteil erneuerbarer Energie an allen Treibstoffen (siehe Textvorschlag).</p> <p><i>Begründung:</i> Die Prüfung der CO2-Emissionen im Rahmen der Typengenehmigung erfolgt mit 100% fossiler Energie. Somit repräsentieren die CO2-Emissionen gemäss Typengenehmigung auch den Betrieb mit 100% fossiler Energie. Liegt im entsprechen Treibstoff in der Schweiz aber ein anerkannter Anteil sauberer, erneuerbarer Energie vor, ist die unkorrigierte Verwendung der CO2-Normwerte aus wissenschaftlicher Sicht falsch und ungerechtfertigt.</p> <p>Die vorgeschlagene Anpassung tangiert die Europäischen</p>	<p>Art. 26 Berücksichtigung zusätzlicher Emissionsminderungen</p> <p>1 Das BFE setzt die massgebenden CO2-Emissionen von Personenwagen, Lieferwagen und leichten Sattelschleppern um den Anteil erneuerbarer Energie in den entsprechenden Treibstoffen tiefer an. Diese Anteile werden alle 2 Jahre aktualisiert.</p> <p>2 Eine durch den Einsatz von nach Artikel 12 der Verordnung (EG) Nr. 443/200914 oder nach Artikel 12 der Verordnung (EG) Nr. 510/201115 anerkannten innovativen Technologien erzielte Verminderung der durchschnittlichen CO2-Emissionen einer Neuwagenflotte bei Grossimporteuren beziehungsweise der CO2-Emissionen eines Fahrzeugs bei Kleinimporteuren wird bis höchstens 7 g CO2/km berücksichtigt.</p>

	Regelungen nicht. Sie ist vergleichbar mit der Anpassung der Berechnungsformel für die individuelle Zielvorgabe auf schweizerische Bedingungen, die ebenfalls nicht von den Europäischen Regelungen übernommen wurde. Die vorgeschlagene Regelung passt zum Inhalt des neuen Art. 26 zur Berücksichtigung innovativer Technologien zur Senkung von CO2-Emissionen.	
Art. 31, 2	Weder aus dem Verordnungstext noch aus dem erläuternden Bericht geht hervor, ob die Aufzählung kumulativ oder alternativ zu verstehen ist.	Klärung, ob die Aufzählung im Verordnungstext kumulativ oder alternativ ist.
Art. 36, 3	Weder aus dem Verordnungstext noch aus dem erläuternden Bericht geht eindeutig hervor, ob die Aufzählung kumulativ zu verstehen ist.	Klärung, ob die Aufzählung im Verordnungstext kumulativ ist. „ e. die durchschnittlichen CO2-Emissionen der einzelnen Neuwagenflotten; <i>und</i> f. die für die einzelnen Neuwagenflotten erhobenen Sanktionen.“
Art. 96, 1	Weder aus dem Verordnungstext noch aus dem erläuternden Bericht geht eindeutig hervor, ob die Aufzählung alternativ zu verstehen ist.	Klärung, ob die Aufzählung im Verordnungstext alternativ ist. „b....unterliegen (Art. 32a Abs. 1 CO2-Gesetz); <i>oder</i> c. die abgabebelastete Brennstoffe nicht energetisch nutzen (Art. 32c Co2-Gesetz).“
Art. 96a, 2	Weder aus dem Verordnungstext noch aus dem erläuternden Bericht geht hervor, ob die Aufzählung kumulativ oder alternativ zu verstehen ist.	Klärung, ob die Aufzählung im Verordnungstext kumulativ oder alternativ ist.
Art. 98a, 2	Weder aus dem Verordnungstext noch aus dem erläuternden Bericht geht eindeutig hervor, ob die Aufzählung kumulativ zu verstehen ist.	Klärung, ob die Aufzählung im Verordnungstext kumulativ ist. „d. die Wirkung der Massnahmen nicht anderweitig geltend macht; <i>und</i> e. die Massnahmen innerhalb von drei Folgejahren....“
Art. 98b, 1	Aus dem Verordnungstext ist nicht ersichtlich, ob die Aufzählung kumulativ ist; der erläuternde Bericht hingegen verweist auf eine kumulative Aufzählung im Sinne eines Minimalstandards.	Klarstellung, ob die Aufzählung im Verordnungstext kumulativ ist. „g. den Herkunftsnachweis nach Artikel 9 Absatz 1 EnG; <i>und</i> h. den angewendeten CO2 Abgabesatz.“
Art. 104, 2	Weder aus dem Verordnungstext noch aus dem erläuternden Bericht geht eindeutig hervor, ob die Aufzählung alternativ zu verstehen ist.	Klärung, ob die Aufzählung im Verordnungstext alternativ ist. „b....Emissionsverminderung erzielt wird; <i>oder</i> c. die bereits anderweitig durch den Bund....“
Art. 113b, 3	Weder aus dem Verordnungstext noch aus dem	Klärung, ob die Aufzählung im Verordnungstext kumulativ ist.

	erläuternden Bericht geht eindeutig hervor, ob die Aufzählung kumulativ zu verstehen ist.	„b. die Eigentumsverhältnisse und die Trägerschaft; <i>und</i> c. allfällige Gewinne und deren Umfang....“
Anhang 12, Ziff. 2.1	Weder aus dem Verordnungstext noch aus dem erläuternden Bericht geht eindeutig hervor, ob die Aufzählung alternativ zu verstehen ist.	Klärung, ob die Aufzählung im Verordnungstext alternativ ist. „b....von neuen Geodaten anfallen; <i>oder</i> c. Analyse und Interpretation....“

B) Energieeffizienzverordnung (Vorlage 2) / Ordonnance sur les exigences relatives à l'efficacité énergétique (projet 3)

Generelle Bemerkungen / Remarques générales		
Artikel / Article	Bemerkungen / Remarques	Antrag (Textvorschlag) / Proposition (texte)
Anhang 4, Ziffer 5.3	Punktation vertauscht	Anpassung wie folgt: m: Leergewicht des Personenwagens nach Artikel 7 Absatz 1 VTS in kg; n: Anzahl aktuelle Fahrzeugtypen.

C) Energieförderungsverordnung (Vorlage 3) / Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (projet 6)

Generelle Bemerkungen / Remarques générales		
Artikel / Article	Bemerkungen / Remarques	Antrag (Textvorschlag) / Proposition (texte)
Art. 25, 2	Aus dem Verordnungstext geht nicht eindeutig hervor, ob die Auflistung alternativ zu verstehen ist. Der erläuternde Bericht weist hingegen darauf hin.	Klarstellung, dass die Aufzählung im Verordnungstext alternativ ist. „b. die gesuchstellende Person die Fristen für die Projektfortschritte oder die Inbetriebnahme nicht einhält; <i>oder</i> c. der Standort der Anlage gegenüber dem Antrag erheblich abweicht.“
Art. 28,1 und 2	Der Anspruch auf Vergütung fällt nicht durch nicht fristgerechte Einreichung der Informationen weg, sondern er wird bis zum Vorliegen der Informationen aufgeschoben. Dieselbe Argumentation trifft auf Absatz 2 zu.	Umformulierung: 1 Reicht der Betreiber die benötigten Informationen nicht fristgerecht ein, so wird der Anspruch auf Vergütung aufgeschoben, bis diese Informationen vorliegen. 2 Hält der Betreiber die rechtlichen Vorgaben nicht ein, so wird der Anspruch auf Vergütung ebenfalls aufgeschoben bis er diese Vorgaben wieder einhält.
Art. 42,1	Vergütung abhängig von der Leistung setzt einen falschen Anreiz: Anlagen, welche netzdienlich, d.h. mit Leistungsobergrenze, gebaut werden, sollten nicht weniger Förderung erhalten. Siehe auch Bemerkungen EnV, Art. 14.1.	Umformulierung: Die Einmalvergütung setzt sich aus einem Grund- und einem Produktionsbeitrag zusammen. Produktionsbeitrag: Normertrag / max. AC-Leistung (kWh/lkWp-AC)
Art. 58	Aus dem Verordnungstext und dem erläuternden Bericht geht nicht eindeutig hervor, ob die Auflistung kumulativ zu verstehen ist.	Klarstellung, dass die Aufzählung im Verordnungstext kumulativ ist. „d. den Zahlungsplan gemäss Art. 64; <i>und</i> e. die Frist, innerhalb der die Anlage...“
Art. 66	Aus dem Verordnungstext und dem erläuternden Bericht geht nicht eindeutig hervor, ob die Auflistung alternativ zu verstehen ist.	Klarstellung, dass die Aufzählung im Verordnungstext alternativ ist. „a. ... Anlagenteilen angefallen sind; <i>oder</i> b. ...über die Fischerei (BGF).“

Art. 67, 1	Aus dem Verordnungstext und dem erläuternden Bericht geht nicht eindeutig hervor, ob die Auflistung kumulativ zu verstehen ist.	Klarstellung, dass die Aufzählung im Verordnungstext kumulativ ist. „f. Kapitalkosten; <i>und</i> g. direkte Steuern, sofern die berechnete Person...“
Art. 72ff	Die Bereitstellung von synthetischem Gas muss ebenfalls geregelt werden und sollte ähnlich wie das Biogas behandelt werden. Damit wird ein Anreiz geschaffen, die Produktion der Wasserkraftanlagen zu maximieren und fluktuierende Produktion (Wind, Sonne) optimal zu verwerten.	Ergänzung „synthetisches Gas“ in allen betroffenen Artikeln.
Art. 80	Aus dem Verordnungstext und dem erläuternden Bericht geht nicht eindeutig hervor, ob die Auflistung kumulativ zu verstehen ist.	Klarstellung, dass die Aufzählung im Verordnungstext kumulativ ist. „d. den Zahlungsplan gemäss Artikel 85; <i>und</i> e. die Frist, innerhalb der die Anlage...“
Art. 88, 1	Aus dem Verordnungstext und dem erläuternden Bericht geht nicht eindeutig hervor, ob die Auflistung kumulativ zu verstehen ist.	Klarstellung, dass die Aufzählung im Verordnungstext kumulativ ist. „c. Reinvestitionen; <i>und</i> d. Kapitalkosten.“
Art. 98, 2	Aus dem Verordnungstext und dem erläuternden Bericht geht nicht eindeutig hervor, ob die Auflistung kumulativ zu verstehen ist.	Klarstellung, dass die Aufzählung im Verordnungstext kumulativ ist. „d. ...einschliesslich des stündlich gefahrenen Profils; <i>und</i> e. die Marktprämienberechtigung.“
Art. 102, 1	Aus dem Verordnungstext und dem erläuternden Bericht geht nicht eindeutig hervor, ob die Auflistung kumulativ zu verstehen ist.	Klarstellung, dass die Aufzählung im Verordnungstext kumulativ ist. „f. das Gesuchsdatum; <i>und</i> g. das Inbetriebnahmedatum.“

D) Energieverordnung (Vorlage 4) / Ordonnance sur l'énergie (projet 5)

Generelle Bemerkungen / Remarques générales		
Artikel / Article	Bemerkungen / Remarques	Antrag (Textvorschlag) / Proposition (texte)
Art. 2, 2	Aus dem Verordnungstext und dem erläuternden Bericht geht nicht eindeutig hervor, ob die Auflistung kumulativ oder alternativ zu verstehen ist.	Klarstellung, ob die Auflistung kumulativ oder alternativ ist.
Art. 14,1	Spitzenleistung PV Anlagen, werden heute über die Wechselrichter festgelegt, z.B. Lastabwurf bei max. geplanter/installierter Wechselrichterleistung. Damit kann die Netzbelastung limitiert werden und ggf. einen Netzausbau vermieden werden.	Anpassung der Formulierung: Die Leistung einer Photovoltaikanlage bemisst sich nach der maximalen AC-Spitzenleistung <i>des Wechselrichters</i> .
Art. 22, 1	Aus dem Verordnungstext geht nicht eindeutig hervor, ob die Auflistung kumulativ zu verstehen ist. Der erläuternde Bericht weist hingegen darauf hin.	Klarstellung, dass die Aufzählung im Verordnungstext kumulativ ist. „a. ... am Ausschreibungsverfahren erfüllen; <i>und</i> b. ohne Förderbeitrag nicht realisiert würden.“
Kap. 5, Abschnitt 1, Art. 22ff	Die wettbewerbliche Ausschreibung von Effizienzmassnahmen sollte nicht auf förderungswürdige Projekt beschränkt werden. Dienstleistungen und Produkte im Bereich Effizienzsteigerung scheitern oft nicht wegen deren Wirtschaftlichkeit, sondern wegen Marktbarrieren und Marktdiffusion.	Erweitern für Projekte, welche keine direkte Förderung benötigen. Immaterielle Unterstützung durch erfolgreiche Teilnahme an der Ausschreibung und Promotion.
Art. 29, 4	Aus dem Verordnungstext und dem erläuternden Bericht geht nicht eindeutig hervor, ob die Auflistung kumulativ oder alternativ zu verstehen ist.	Klarstellung, ob die Auflistung kumulativ oder alternativ ist.
Art. 31, 1	Aus dem Verordnungstext und dem erläuternden Bericht geht nicht eindeutig hervor, ob die Auflistung kumulativ zu verstehen ist.	Klarstellung, dass die Aufzählung im Verordnungstext kumulativ ist. „e. ... der Umsetzung der Massnahmen; <i>und</i> f. Angaben über allenfalls vorgesehene Gesuche um Teilzahlungen...“
Art. 49, 4	Aus dem Verordnungstext und dem erläuternden Bericht geht nicht eindeutig hervor, ob die Auflistung alternativ zu	Klarstellung, dass die Aufzählung im Verordnungstext alternativ ist.

	verstehen ist.	„a. ... relevanten Parameter ändern; <i>oder</i> b. der Stromverbrauch der Endverbraucherin oder des....“
Art. 52, 1	Der harmonisierte Nachweis nach EnG, Art. 45, 5 mit einem Gebäudeenergieausweis muss auch mit Messungen nach einer Inbetriebnahme möglich sein. Damit wird der fortschreitenden Digitalisierung (Internet of Things, IoT) Rechnung getragen.	Umformulierung: Die Kantone orientieren sich beim Erlass der Vorschriften nach Artikel 45 Absatz 3 EnG an den unter den Kantonen harmonisierten Anforderungen. Der Nachweis der Anforderungen kann sowohl über rechnerische Methoden als auch über Messungen erfolgen.

E) Verordnung über die Gebühren und Aufsichtsabgaben im Energiebereich (Vorlage 5) / Ordonnance sur les émoluments et les taxes de surveillance dans le domaine de l'énergie (projet 4)

Generelle Bemerkungen / Remarques générales		
Artikel / Article	Bemerkungen / Remarques	Antrag (Textvorschlag) / Proposition (texte)

F) Verordnung des UVEK über den Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung (Vorlage 6) / Ordonnance du DETEC sur la garantie d'origine et le marquage de l'électricité (projet 9)

Generelle Bemerkungen / Remarques générales		
Artikel / Article	Bemerkungen / Remarques	Antrag (Textvorschlag) / Proposition (texte)
Art. 5	Die Erfassung der Produktionsdaten muss mit einer 15 min Auflösung erfolgen und in Echtzeit übermittelt werden (dito Verbrauch, siehe intelligente Messeinrichtung). Damit werden die Voraussetzungen geschaffen Energiesysteme weiterzuentwickeln, welche robuster (DSM), wirtschaftlicher und umweltverträglicher sind.	Klarstellung durch Umformulierung: 1 Die Produktionsdaten müssen der Vollzugsstelle im Auftrag der Produzentin oder des Produzenten über ein automatisiertes Verfahren direkt von der Messstelle aus übermittelt werden (15min Echtzeitwerte).
Art. 8, 1	Aus dem Verordnungstext geht nicht eindeutig hervor, dass die Auflistung die Mindeststandards bezeichnet. Der erläuternde Bericht deutet darauf hin.	Klarstellung durch Umformulierung: Die Stromkennzeichnung nach Artikel 9 Absatz 3 des Energiegesetzes muss mindestens einmal pro Kalenderjahr auf der Elektrizitätsrechnung oder zusammen mit dieser erfolgen und <i>mindestens</i> folgende Angaben enthalten:

G) Kernenergieverordnung (Vorlage 7) / Ordonnance sur l'énergie nucléaire (projet 7)

Generelle Bemerkungen / Remarques générales		
Artikel / Article	Bemerkungen / Remarques	Antrag (Textvorschlag) / Proposition (texte)

H) Landesgeologieverordnung (Vorlage 8) / Ordonnance sur la géologie nationale (projet 8)

Generelle Bemerkungen / Remarques générales		
Artikel / Article	Bemerkungen / Remarques	Antrag (Textvorschlag) / Proposition (texte)

I) Stromversorgungsverordnung (Vorlage 9) / Ordonnance sur l’approvisionnement en électricité (projet 1)

Generelle Bemerkungen / Remarques générales		
Artikel / Article	Bemerkungen / Remarques	Antrag (Textvorschlag) / Proposition (texte)
Art. 8a, 2, c, 2 und 3	<p>Datenbereitstellung durch den Netzbetreiber in Echtzeit: Ansonsten werden integrierte EVUs bevorzugt, in dem übermittelte Echtzeitdaten genutzt werden können, welche bereits über das Netzentgelt bezahlt wurden. Dritte müssten die Echtzeitdaten vom Zähler übermitteln und werden dafür nicht entschädigt.</p> <p>Aus dem Verordnungstext und dem erläuternden Bericht geht nicht eindeutig hervor, ob die Auflistung kumulativ zu verstehen ist.</p>	<p>Klarstellung durch Umformulierung:</p> <p>3. über ein internetbasiertes Kundenportal Endverbrauchern und Erzeugern ermöglicht, ihre Lastgangwerte und weitere Messdaten in Echtzeit abzurufen.</p> <p>2. „...und Ersatzwerte bildet; <i>und</i></p> <p>3. über ein internetbasiertes Kundenportal Endverbrauchern und Erzeugern ermöglicht, ihre Lastgangwerte und weitere Messdaten in Echtzeit abzurufen.“</p>

1er paquet de mesures de la Stratégie Energétique 2050

Prise de position EPFL relative à la consultation sur la modification des ordonnances d'application suite à la révision de la loi sur l'énergie



Date : 30.04.17

Version : V2.0

Contact : f.vuille@epfl.ch

Table des matières

1. Introduction	4
2. Risque de défaut d’approvisionnement	4
Diminution progressive du soutien aux renouvelables	4
Soutien à la cogénération	5
Responsabilité de la sécurité d’approvisionnement	5
3. Ordonnance sur le CO2 (O-CO2)	5
Article 27 - Calcul des émissions de CO2 pour les grands importateurs	5
Art. 96, al.1, al.2, let.c - Remboursement pour les entreprises qui exploitent des CCF	6
Art. 98a - Remboursement pour les entreprises qui exploitent des CCF	6
Article 112 – Droit au soutien (“pour les projets de géothermie”)	6
4. Ordonnance sur l’efficacité énergétique (O-EEE)	7
5. Ordonnance sur le les renouvelables (O-EneR)	7
Article 15 - Commercialisation directe	7
Article 16 - Prix de marché de référence	7
Article 21 - Réduction de la liste d’attente	7
Annexe 1-2 – durée de rétribution du PV	8
Annexe 1-3 – durée de rétribution de l’éolien	8
6. Ordonnance sur l’énergie (O-Ene)	8
Article 8 et 9 – Intérêt National	8
Art. 9 – Eoliennes présentant un intérêt national	8
Article 13 – Energie à reprendre et à rétribuer	9
Article 15 – Lieu de production	9
7. Ordonnance sur le les émoluments et les taxes de surveillance dans le domaine de l’énergie (Oémol-En)	9
8. Ordonnance sur la la garantie d’origine et le marquage de l’électricité (O-GOM)	9
9. Ordonnance sur le nucléaire (O-ENu)	10
10. Ordonnance sur la géologie nationale (O-OGN)	10
Art. 2, let. e à g. - Données géologiques	10
11. Ordonnance sur l’approvisionnement en électricité (O-ApEI)	10



ÉCOLE POLYTECHNIQUE
FÉDÉRALE DE LAUSANNE

Art. 3a - Raccordement au réseau en cas de regroupement dans le cadre de la consommation propre	10
Article 8a – Systèmes de mesure intelligents.....	10
Article 8c – Systèmes de commande et de réglage intelligents.....	11
Art. 31e - Disposition transitoire	11

1. Introduction

Nous tenons tout d'abord à saluer l'effort réalisé par le DETEC en vue de mettre en œuvre la procédure de consultation des ordonnances d'application de la loi sur l'énergie (LEne).

De manière générale, nous sommes pleinement en accord avec les textes de loi proposés. Nous nous permettons néanmoins d'évoquer la question de la sécurité d'approvisionnement au cas où le déploiement des technologies renouvelables devait être significativement plus lent que celui prévu par la Stratégie Énergétique 2050. Un tel scénario est parfaitement envisageable mais ne semble pas évoqué par les nouvelles ordonnances d'application ; cette problématique fait l'objet de la section 2 ci-dessous.

Les sections 3 à 11 font état de commentaires spécifiques concernant les 9 ordonnances d'application qui ont subi des modifications.

2. Risque de défaut d'approvisionnement

Diminution progressive du soutien aux renouvelables

L'abandon progressif des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables, tel que prévu dans l'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité d'origine renouvelable (O-EneR), peut s'avérer trop abrupte et engendrer un ralentissement important du déploiement de ces technologies ; or celles-ci sont essentielles pour combler l'arrêt progressif de nos 5 réacteurs nucléaires.

Si le déploiement des énergies renouvelables et le soutien à l'efficacité énergétique devaient s'avérer plus lent que prévu par la Stratégie Énergétique 2050 de la Confédération, la Suisse devrait alors, soit déployer de manière transitoire des installations énergétiques au gaz naturel (centrales à gaz ou unités de cogénération), soit dépendre massivement d'importations d'énergie. Un tel scénario est parfaitement envisageable et doit absolument être considéré en vue de prévoir une alternative.

Or :

- Les conditions cadre et le contexte actuel du marché ne permettent pas de rentabiliser des installations au gaz naturel. Il est donc très peu probable que des centrales à gaz ou des unités de cogénération à gaz voient le jour dans la décennie à venir.
- Une dépendance accrue aux importations n'est pas souhaitable pour des questions de sécurité d'approvisionnement.

A la lecture des nouvelles ordonnances, il ne semble pas que ce cas de figure soit considéré. Si aucun soutien spécifique n'est offert aux installations à gaz naturel, le marché se dirigera vers les importations qui seront vraisemblablement plus économiques à moyen terme. Comment le DETEC considère-t-il ce risque et comment est-il géré au niveau de la loi et des ordonnances ?

Soutien à la cogénération

Le scénario de Stratégie Énergétique 2050 prévoit d'ailleurs explicitement que le déficit d'électricité induit par la sortie du nucléaire devra être en partie comblé par des unités de cogénération à gaz. Le rôle de ce vecteur énergétique sera particulièrement important dans une phase de transition (vraisemblablement 2025-2040), tant que le déploiement des énergies renouvelables et les mesures d'efficacité énergétique n'auront pas atteint un niveau suffisant pour compenser la mise à l'arrêt des centrales nucléaires. L'ampleur du recours à la filière gaz naturel est à ce jour difficile à estimer, mais pourrait s'avérer plus important que prévu par le scénario de la Stratégie Énergétique 2050.

Or les centrales à cogénération ne sont, dans les conditions actuelles du marché, pas rentables. Sans soutien spécifique, ces solutions ne trouveront pas d'investisseurs et ne pourront se déployer efficacement. Certes, l'ordonnance sur le CO₂ prévoit le remboursement d'une redevance pour les unités de cogénération, mais cela ne suffira vraisemblablement pas à rentabiliser ces unités. Des soutiens spécifiques additionnels, tels qu'un accès facilité au marché de réglage SDL ou un bonus pour les unités à haut rendement énergétique, à même de générer de l'électricité pendant la période hivernale, pourraient être considérés comme soutien implicite à la cogénération et à la micro-cogénération.

Alternativement, ne faudrait-il pas, aujourd'hui déjà, profiter de la révision des ordonnances pour inclure une clause de mise à disposition de la capacité de production d'électricité, si la sécurité d'approvisionnement venait à être mise en danger, qui permette un déploiement rapide (2-3 ans) de centrales à gaz ?

Responsabilité de la sécurité d'approvisionnement

Avec la prochaine ouverture totale du marché de l'électricité, les distributeurs ne bénéficieront plus de clients captifs et volontaires que sur des périodes maximales de 3 ans. Dans ce contexte, il n'est pas évident de savoir à qui incombe la sécurité d'approvisionnement sur le long terme.

Cet élément ne doit pas forcément trouver sa place dans la présente révision des ordonnances sur l'approvisionnement électrique, car il n'est pas directement lié à l'objet de la votation, mais il devra néanmoins être solutionné dans les années à venir.

3. Ordonnance sur le CO₂ (O-CO₂)

Article 27 - Calcul des émissions de CO₂ pour les grands importateurs

Il nous semble plus pertinent d'adapter la règle des émissions des véhicules neufs sur celle de l'Union Européenne, tel que le prévoit d'ailleurs la Stratégie Énergétique 2050 qui évoquait un alignement des objectifs CO₂ nationaux sur ceux de l'Union Européenne. Le parc automobile suisse actuels présente effectivement un niveau d'émissions de CO₂ significativement supérieur à la moyenne européenne, l'effort à consentir pour atteindre la norme de 95 gCO₂/km sera ainsi plus conséquent pour la Suisse que pour les autres pays européens. Néanmoins, laisser plus de temps aux importateurs pour atteindre ce niveau moyen d'émission de CO₂ contribuerait, d'une part, à maintenir la Suisse dans sa position de mauvaise élève et engendrerait, d'autre part, un effort

proportionnellement plus important de réduction des émissions dans les autres secteurs (bâtiment, industrie) en vue d'atteindre les objectifs globaux de réduction des émissions.

Nous suggérons, par ailleurs, de renoncer à offrir des bonus pour les véhicules à faible émissions (<50 gCO₂/km). En effet, cette règle bénéficierait essentiellement aux véhicules électriques, qui sont déjà avantagé par le fait qu'ils sont considérés dans l'ordonnance, comme n'émettant pas de CO₂ (émissions du mix électrique non-considérées). D'autre part, un tel bonus attribué aux véhicules électriques réduirait la motivation des importateurs en faveur d'une réduction des émissions de leur flotte thermique.

Par ailleurs, comment tout cet appareil complexe de mesure des limites d'émission et des pénalités sera révisé quand l'UE aura changé le système de mesure des consommations spécifiques pour une représentation plus réaliste. Et comment on expliquera à la population que dorénavant ce n'est plus 95gCO₂ la limite en 2023 mais de nouveau 130gCO₂. Ne faudrait-il pas, d'une manière ou d'une autre, anticiper ce changement dans les ordonnances pour éviter la confusion?

Art. 96, al.1, al.2, let.c - Remboursement pour les entreprises qui exploitent des CCF

Nous saluons la décision envisagée en vue du remboursement des exploitants de CCF. Ces unités seront vraisemblablement nécessaires dans la phase de transition de la Stratégie Énergétique 2050 : il est souhaitable de les soutenir dans la mesure du possible car elles représentent des solutions plus pertinentes d'un point de vue émissions de CO₂ et sécurité d'approvisionnement que les centrales à gaz à cycle combiné (CCGT) ou que les importations.

Art. 98a - Remboursement pour les entreprises qui exploitent des CCF

L'ordonnance limite la possibilité de remboursement à des installations, dont la capacité calorifique se situe entre 1 et 20 MWth. Or, avec le développement attendu et souhaité des micro-réseaux, il faut s'attendre à voir apparaître des installations CCF de capacité inférieure, probablement comprise entre 0,1 et 0,5 MWth, et qui seront géré par des petites entreprises locales. Il serait dommage de péjorer de tels projets qui pourraient jouer un rôle clef dans le paysage énergétique de la Suisse de demain. Nous suggérons d'abaisser la limite inférieure à 0,1 MWth.

La fourchette initiale qui sera finalement choisie devrait en outre être réévaluée périodiquement en fonction du retour d'expérience afin de s'assurer d'une pertinence maximale des conditions cadre.

Article 112 – Droit au soutien (“pour les projets de géothermie”)

L'article spécifie que le soutien est limité aux projets de géothermie valorisant la chaleur : ce dernier ne précise cependant pas si cela exclut les projets permettant la production d'électricité avec valorisation de la chaleur résiduelle. Si ce n'est pas le cas, il est important de les exclure spécifiquement. Dans le cas contraire, il faut également préciser que les projets à vocation de CCF peuvent également bénéficier du soutien prévu à cet article 112.

4. Ordonnance sur l'efficacité énergétique (O-EEE)

Pas de commentaire particulier.

5. Ordonnance sur les renouvelables (O-EneR)

Article 15 - Commercialisation directe

Imposer aux exploitants d'installations renouvelables d'une puissance supérieure ou égale à 500 kW, bénéficiant déjà d'une rétribution au prix coutant (RPC) selon l'ancien droit, de passer à une vente directe de courant semble difficilement acceptable pour des installations qui ne peuvent contrôler leur production électrique (éolien, solaire, hydroélectricité au fil de l'eau). Cette modification du droit peut potentiellement représenter une baisse importante de revenu, notamment pour les installations photovoltaïques (PV), dont la production peut avoir lieu lorsque les prix de l'électricité sont au plus bas, voire négatifs. La loi devrait pour cette catégorie d'installation offrir le choix entre demeurer dans le système de RPC actuel, ou passer au mode de commercialisation directe.

Pour les nouvelles installations PV, les exploitant ont au moins la possibilité de choisir l'orientation des panneaux, voire de prévoir des panneaux orientables, permettant ainsi d'offrir une certaines flexibilité et une meilleure gestion de la production d'électricité.

Article 16 - Prix de marché de référence

La fixation du prix de référence par trimestre pour le photovoltaïque (PV) n'est pas incitative pour les installations qui permettent de produire proportionnellement plus en hiver, notamment les installations solaires PV intégrées en façade (BIPV). Or ce sont précisément ces installations qui permettront de limiter le recours aux importations d'électricité dans en période hivernale. Elles revêtent donc une importance stratégique et méritent d'être soutenues en conséquence et non péjorées.

Cet article représente, par ailleurs, un traitement en défaveur du photovoltaïque par rapport à l'éolien (avec une production stochastique et des effets saisonniers), ce qui n'est absolument pas souhaitable.

Une alternative consiste à supprimer l'alinéa 1.

Article 21 - Réduction de la liste d'attente

Nous sommes clairement en faveur de la variante A.

Le choix entre les variantes A et B n'en demeure pas moins cornélien.

Avec la version A on soutient financièrement des installations existantes et donc relativement couteuses, mais on ne pénalise pas les personnes qui ont déjà investi.

Avec la variante B, on va aussi soutenir de nouvelles installations ou déjà mises en service. On va donc soutenir plus d'installations PV avec la variante B, mais ceux « à qui on avait promis » la RPC ne pourront que se rabattre sur la prime unique. On va donc résorber plus rapidement la liste d'attente

avec la variante A (les installations non construites seront de fait biffées de cette liste) qu'avec la variante B. La variante B représenterait néanmoins un dégât d'image important pour la branche car beaucoup des 'Early adopters' se sentiraient trahis par ces nouvelles dispositions.

Annexe 1-2 – durée de rétribution du PV

Les niveaux de rétribution proposés sont très bas. Combinés avec la réduction de la contribution à 15 ans, telle que prévue à l'alinéa 3, cela peut s'avérer excessif et rendre de nombreux projets non-viables, ce qui découragerait les investisseurs et freinerait le déploiement de grandes installations : nous suggérons donc d'envisager une durée de rétribution plus longue, qui devrait s'avérer plus adéquate.

Annexe 1-3 – durée de rétribution de l'éolien

La proposition d'abaissement de la durée actuelle de rétribution de 20 ans à 15 ans risque de péjorer fortement la rentabilité de projets éoliens en Suisse. Contrairement au solaire, le coût de production de l'électricité d'origine éolienne n'a pas vraiment diminué ces dernières années, sauf pour des installations éoliennes de grande taille, qui risquent d'être difficilement acceptables pour la population sensible à la question de la protection des paysages. En conséquence, la proposition d'abaissement de la durée de rétribution pourrait signifier un arrêt du marché de l'éolien en Suisse.

6. Ordonnance sur l'énergie (O-Ene)

Article 8 et 9 – Intérêt National

Une définition d'intérêt national, fixée exclusivement sur la production annuelle d'électricité, n'est à notre sens pas suffisante. L'intérêt national d'une unité de production doit être déterminé en regard des besoins. En particulier, c'est au cours de la saison hivernale que la Suisse présente un déficit de production d'énergie électrique qui doit être compensé par des importations. Avec l'avènement du photovoltaïque et la sortie du nucléaire, cette situation de déséquilibre saisonnier pourrait s'accroître et induire une surproduction estivale et un déficit hivernal significatif. Par conséquent, il est souhaitable de lier la définition de l'intérêt national à celui de déficit de production, ou au minimum de préciser que ces installations, dites d'intérêt national, doivent être capables de générer une part significative de leur production en hiver.

Art. 9 – Eoliennes présentant un intérêt national

La limite de production fixée à 10 GWh pour un parc éolien ne semble pas faire de sens car cette limite est facilement atteinte par n'importe quel parc éolien comprenant 2 à 3 éoliennes. Cela revient quasiment à dire que tous les projets éoliens sont d'intérêt national et peuvent être considérés comme de valeur équivalente aux autres intérêts d'importance nationale, notamment la protection du paysage. Si on considère que 10 GWh représente 0.02% de la consommation nationale, il semble vraiment surprenant qu'on puisse considérer de telles infrastructures comme réellement « d'intérêt national ».

En outre, comme il n'est pas clair qui sera habilité à trancher quand différents intérêts nationaux seront en situation de conflit, ce nouvel article est une porte ouverte à une construction abusive de parcs éoliens avec potentiellement une atteinte grave à notre paysage, alors que le potentiel total de l'éolien en suisse ne dépasse pas les 5-7% de la consommation nationale.

A notre sens, la limite de l'intérêt national doit être fixée en fonction de la consommation nationale et pas de manière arbitraire en fonction du type d'ouvrage. En ce sens, la limite proposée nous semble beaucoup trop basse et devrait être rehaussée d'un facteur 10 au minimum à 100 GWh (0,15% de la consommation suisse annuelle) afin de pouvoir justifier en toute légitimité d'un intérêt réellement national.

Article 13 – Energie à reprendre et à rétribuer

Voir remarque sous article 15 ci-après.

Article 15 – Lieu de production

Les conséquences de cette définition ne sont pas claires. Nous pressentons l'émergence de cas de figure, où des projets pertinents d'un point de vue énergétique et/ou économique, de regroupements dans le cadre de consommation propre, ne seront soit pas réalisés ou pourraient engendrer des doublons indésirables de l'infrastructure de distribution basse tension. Est-ce que ces risques ont été pris en compte dans l'élaboration de cette définition ? Nous sommes d'avis qu'il est possible de considérer que le regroupement de consommation propre entre plusieurs tiers contigus puisse être réalisée par le bais du réseau de distribution, le gestionnaire de réseau ne serait alors évidemment pas tenu de rétribuer cette injection. D'un point de vue technique, les compteurs intelligents devraient permettre de gérer ces situations. Evidemment, le regroupement d'auto-consommateurs devrait rétribuer le gestionnaire de réseau pour l'utilisation de son infrastructure.

En résumé, afin de favoriser le déploiement de micro-réseaux, la notion de consommation propre ne doit pas exclure la possibilité que les regroupements puissent utiliser le réseau de distribution, si les consommateurs sont localisés dans des zones contiguës. Nous espérons que cette proposition soit compatible avec la régulation des réseaux.

Une modification éventuelle de l'article 3a « Raccordement au réseau en cas de regroupement dans le cadre de la consommation propre » de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (O-ApEl) pourrait s'avérer nécessaire pour prévoir ce cas de figure.

7. Ordonnance sur le les émoluments et les taxes de surveillance dans le domaine de l'énergie (Oémol-En)

Pas de remarque particulière.

8. Ordonnance sur la la garantie d'origine et le marquage de l'électricité (O-GOM)

Pas de remarque particulière.

9. Ordonnance sur le nucléaire (O-ENu)

Pas de remarque particulière.

10. Ordonnance sur la géologie nationale (O-OGN)

Art. 2, let. e à g. - Données géologiques

Nous saluons l'introduction dans l'ordonnance d'une distinction claire entre données primaires et données traitées.

11. Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (O-ApEI)

Art. 3a - Raccordement au réseau en cas de regroupement dans le cadre de la consommation propre

Al. 1. Voir remarque sous Article 15 de l'ordonnance sur l'énergie (O-Ene) ci-dessus.

Al. 2. Il est important de définir l'horizon temporel (annuel, journalier, etc.) qui sera utilisé pour effectuer le calcul du coût de capital qui découle d'une sous-utilisation du raccordement au réseau. Il s'agit, en effet, d'un coût de réserve, dont la valeur peut varier significativement avec la façon dont il est évalué. Par conséquent il est important que la méthode de calcul soit fixée dans l'ordonnance.

Al. 2. L'approche proposée de calcul du coût nous paraît unilatérale et injuste pour les consommateurs propres, puisqu'elle ne prend en compte que les aspects potentiellement négatifs de ce mode opératoire, à savoir la possible sous-utilisation du réseau. Dans un souci d'équité, l'ordonnance devrait également comptabiliser les bénéfices économiques que peuvent offrir les regroupements d'auto-consommateurs au gestionnaire de réseau, en particulier la possibilité d'offrir du réglage à bilan zéro (sans échange net de flux d'énergie).

Article 8a – Systèmes de mesure intelligents

Al. 2. a. 1. La formulation, telle que proposée, n'a pas de sens puisque l'énergie réactive n'existe pas. Nous proposons de modifier cet article comme suit : « 1. enregistre le facteur de puissance, la tension RMS (Root Mean Square) et la tension à la fréquence fondamentale de 50 Hz ». Ces éléments sont nécessaires et suffisant pour obtenir d'une part la quantité d'énergie échangée et d'autre part la distorsion harmonique totale (THD) qui indique le niveau de qualité de la tension.

Al. 2. a. 2. La période de 15 minutes proposées ne permettra pas d'effectuer une gestion de la demande (Demand Response) pour laquelle une période d'une seconde est nécessaire pour les services de réglage. Or la Demand Response par agrégation de charge représentera un élément essentiel de la stratégie d'équilibrage des réseaux et doit absolument être favorisée. Une exigence de 15min nous semble donc la porte ouverte au 'lock-in' technologique, ce qui n'est pas souhaitable. A titre comparatif, l'Italie qui a déjà installé sa 3^{ème} génération de compteurs intelligents effectue des mesures en temps réel.

En outre, si on souhaite favoriser la Demand Response, il est essentiel que les données soient ‘time-stamped’ pour permettre d’assurer le synchronisme du réglage.

Nous suggérons donc de modifier cet article comme suit : « calcule les courbes de charges avec une période de mesure d’une seconde au maximum. Les données doivent être ‘time-stamped’ et doivent être enregistrées pendant au moins 30 jours »

Article 8c – Systèmes de commande et de réglage intelligents

Al. 2 et Al. 4. Les agrégateurs tiers ne voient pas l’état du réseau. Il est donc préférable de limiter la capacité de ces agrégateurs à effectuer des opérations qui pourraient s’avérer économiquement pertinentes pour eux-mêmes, mais non optimales pour le réseau dans son entier. En conséquence, il faudrait éviter d’offrir un contexte qui permette de dissocier complètement l’activité des agrégateurs de celle des gestionnaires de réseaux.

En particulier, à l’Al. 2., il est prévu que le gestionnaire de réseau puisse intervenir en cas de nécessité et piloter directement les systèmes de contrôle commande et de réglage intelligents. C’est en théorie une bonne mesure mais qui s’avère compliquée à mettre en pratique si ce n’est par le gestionnaire de réseau qui est l’agrégateur.

Dans sa formulation actuelle, l’ordonnance favorise le libre marché potentiellement au détriment d’une gestion optimale et sûre du réseau : le coût final en sera supporté par le consommateur. Cette problématique a été observée dans plusieurs régions du monde qui ont mis en place des législations favorisant l’émergence d’agrégateur. Il serait à notre sens souhaitable de prévoir des clauses qui garantissent une gestion globalement optimale du réseau. Nous sommes à disposition pour une réflexion commune le cas échéant.

Finalement, il est normal que le gestionnaire de réseau doive avoir l’accord du client final pour mettre en oeuvre un système de réglage intelligent, mais il semble plus pertinent, d’un point de vue coût et gestion du réseau, de la faire en ‘opting-out’ plutôt qu’en ‘opting-in’ ; les clients qui ne souhaitent pas donner l’accès à leur gestionnaire de réseau doivent le faire savoir explicitement.

Art. 31e - Disposition transitoire

L’exigence que tous les consommateurs soient connectés à un compteur intelligent semble trop ambitieuse et va engendrer des coûts sans relation avec les bénéfices. La connexion des fermes isolées ou des chalets de montagne hors réseau de fibre optique et potentiellement hors réseau GSM pourrait être extrêmement coûteuse pour un bénéfice minime. Nous suggérons plutôt de se rallier à la directive européenne qui a fixé un objectif de raccordement de 80%.

Par ailleurs, nous pensons que l’exigence de déploiement à large échelle des compteurs intelligents devrait être couplée à une exigence de déploiement des systèmes de commande et de réglage intelligent. En effet, c’est la combinaison des deux systèmes qui permettra réellement un pilotage optimal du réseau. Or le coût de déploiement de ces différents systèmes réside essentiellement dans le coût d’installation, et non dans le coût du système. Il faut donc rationaliser le déploiement en exigeant un déploiement conjoint des systèmes de mesures, de contrôle et réglages intelligents.

Vernehmlassung betreffend Umsetzung des ersten Massnahmenpakets zur Energiestrategie 2050: Änderungen auf Verordnungsstufe

Consultation relative à la mise en œuvre du premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050: modifications à l'échelon de l'ordonnance

Bemerkungen zu den einzelnen Verordnungen / Remarques par rapport aux ordonnances individuelles **(NB: Die Nummerierung der Vorlagen in Deutsch und Französisch stimmt nicht überein / Les numéros attribués aux ordonnances ne correspondent pas entre l'allemand et le français)**

Institution: ETH Zürich

Kontaktperson(en) / Personne(s) de contact: Brigitte Schiesser, Rechtsdienst

Stab ETH-Rat:

Dr. Jean-Daniel Strub, jean-daniel.strub@ethrat.ch, 044 632 20 63

A) Verordnung über die Reduktion der CO2-Emissionen (Vorlage 1) / Ordonnance sur la réduction des émissions de CO2 (projet 2)

Generelle Bemerkungen / Remarques générales Keine Bemerkungen		
Artikel / Article	Bemerkungen / Remarques	Antrag (Textvorschlag) / Proposition (texte)

B) Energieeffizienzverordnung (Vorlage 2) / Ordonnance sur les exigences relatives à l'efficacité énergétique (projet 3)

Generelle Bemerkungen / Remarques générales

Keine Bemerkungen

Artikel / Article	Bemerkungen / Remarques	Antrag (Textvorschlag) / Proposition (texte)

C) Energieförderungsverordnung (Vorlage 3) / Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (projet 6)

Generelle Bemerkungen / Remarques générales Keine Bemerkungen		
Artikel / Article	Bemerkungen / Remarques	Antrag (Textvorschlag) / Proposition (texte)

D) Energieverordnung (Vorlage 4) / Ordonnance sur l'énergie (projet 5)

Generelle Bemerkungen / Remarques générales		
Artikel / Article	Bemerkungen / Remarques	Antrag (Textvorschlag) / Proposition (texte)
Art. 39 /Anhang 4	<p>Die Aufnahme von CSCS als Grossforschungsanlage in Anhang 4 ist für die ETHZ auch unter finanziellen Aspekten wesentlich. Aus unserer Sicht sollte für Grossforschungsanlagen ein allgemeingültiger Kriterienkatalog erstellt werden, aufgrund dessen die Beurteilung transparent durchgeführt werden kann. Das BFE hat in einem Schreiben vom 01. Februar 2017 der ETH Zürich gegenüber festgestellt, dass das CSCS keine Grossforschungsanlage sei. Die schriftliche Begründung ist für die ETHZ jedoch nicht nachvollziehbar. Dem UVEK wäre nochmals darzulegen, welche Aufgaben das CSCS tatsächlich hat. Das CSCS ist eine Grossforschungsanlage mit nationaler Bedeutung im Sinne der Erläuterungen (S. 21) zur Energieverordnung.</p>	<p>Anhang 4: 1.3 Grossforschungsanlagen der ETH Zürich 1.3.1 CSCS</p>
	<p>Der Bundesrat hat für den ETH-Bereich 10 strategische Zielfelder verabschiedet (05.04.2017). Das CSCS ist eine nationale Forschungsinfrastruktur (Ziele 3 und 7), die für die Hochschulen der ganzen Schweiz Zugang bietet, am Aufbau des "Swiss Science Data Center" eine wichtige Rolle spielt und dessen wissenschaftlichen Dienstleistungen weiterhin in den Dienst des Landes stellen soll. Das CSCS ist für die Schweizer Roadmap für Forschungsinfrastrukturen und die BFI-Botschaft 2021 – 2024 vorgesehen.</p>	

E) Verordnung über die Gebühren und Aufsichtsabgaben im Energiebereich (Vorlage 5) / Ordonnance sur les émoluments et les taxes de surveillance dans le domaine de l'énergie (projet 4)

Generelle Bemerkungen / Remarques générales Keine Bemerkungen		
Artikel / Article	Bemerkungen / Remarques	Antrag (Textvorschlag) / Proposition (texte)

F) Verordnung des UVEK über den Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung (Vorlage 6) / Ordonnance du DETEC sur la garantie d'origine et le marquage de l'électricité (projet 9)

Generelle Bemerkungen / Remarques générales Keine Bemerkungen		
Artikel / Article	Bemerkungen / Remarques	Antrag (Textvorschlag) / Proposition (texte)

G) Kernenergieverordnung (Vorlage 7) / Ordonnance sur l'énergie nucléaire (projet 7)

Generelle Bemerkungen / Remarques générales

Keine Bemerkungen

Artikel / Article	Bemerkungen / Remarques	Antrag (Textvorschlag) / Proposition (texte)

H) Landesgeologieverordnung (Vorlage 8) / Ordonnance sur la géologie nationale (projet 8)

Generelle Bemerkungen / Remarques générales

Keine Bemerkungen

Artikel / Article	Bemerkungen / Remarques	Antrag (Textvorschlag) / Proposition (texte)

I) Stromversorgungsverordnung (Vorlage 9) / Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (projet 1)

Generelle Bemerkungen / Remarques générales

Keine Bemerkungen

Artikel / Article	Bemerkungen / Remarques	Antrag (Textvorschlag) / Proposition (texte)

Vernehmlassung betreffend Umsetzung des ersten Massnahmenpakets zur Energiestrategie 2050: Änderungen auf Verordnungsstufe

Consultation relative à la mise en œuvre du premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050: modifications à l'échelon de l'ordonnance

Bemerkungen zu den einzelnen Verordnungen / Remarques par rapport aux ordonnances individuelles (***NB: Die Nummerierung der Vorlagen in Deutsch und Französisch stimmt nicht überein / Les numéros attribués aux ordonnances ne correspondent pas entre l'allemand et le français***)

Institution:

Eidg. Forschungsanstalt WSL

Kontaktperson(en) / Personne(s) de contact:

Dr. Christoph Hegg, Stv. Direktor, christoph.hegg@wsl.ch

Dr. Astrid Bjørnsen Gurung, Programmleitung 'Energy Change Impact', astrid.bjoernsen@wsl.ch

Stab ETH-Rat:

Dr. Jean-Daniel Strub, jean-daniel.strub@ethrat.ch, 044 632 20 63

A) Verordnung über die Reduktion der CO2-Emissionen (Vorlage 1) / Ordonnance sur la réduction des émissions de CO2 (projet 2)

Generelle Bemerkungen / Remarques générales

Keine Bemerkungen

Artikel / Article	Bemerkungen / Remarques	Antrag (Textvorschlag) / Proposition (texte)

B) Energieeffizienzverordnung (Vorlage 2) / Ordonnance sur les exigences relatives à l'efficacité énergétique (projet 3)

Generelle Bemerkungen / Remarques générales

Keine Bemerkungen

Artikel / Article	Bemerkungen / Remarques	Antrag (Textvorschlag) / Proposition (texte)

C) Energieförderungsverordnung (Vorlage 3) / Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (projet 6)

Generelle Bemerkungen / Remarques générales		
Artikel / Article	Bemerkungen / Remarques	Antrag (Textvorschlag) / Proposition (texte)
Art. 7.2	PV-Anlagen können weitere Zwecke erfüllen (siehe Text).	Integrierte Anlagen sind Anlagen, die in Bauten integriert sind und neben der Elektrizitätsproduktion zusätzlich dem Wetterschutz, dem Wärmeschutz, dem Sichtschutz, dem Lärmschutz oder der Absturzsicherung dienen.
	Das Kapitel 4 im erläuternden Bericht „3_Energiestrategie-2050_Erl.-Bericht-EnFV_de.pdf“ mit der Überschrift „Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft“ (Seite 5) enthält keine Informationen zu Umweltauswirkungen.	Umweltauswirkungen im Text umfassend ergänzen
Art. 29	Bewirtschaftungsentgelt für die Abnahme von Elektrizität: Aus dem Verordnungstext und den Erläuterungen (S. 14) wird nicht klar, wieso unterschiedliche Ansätze (Rp./kWh) für Strom aus verschiedenen Erneuerbaren gelten. Wieso ist das Entgelt für Strom aus Biomasse so viel kleiner als für PV oder Wind?	Die Erläuterungen mit einer Argumentation für die verschiedenen Bewirtschaftungsentgelte ergänzen.
Anhang 1.5, S. 29	Biomasse wird nicht ausschliesslich für Strom und Wärme genutzt, sondern auch in Flüssigtreibstoff oder Gas umgewandelt (wie unter 2.3.2 ff., S. 30 aufgelistet).	<p>1 Anlagendefinition</p> <p>Eine Biomasseanlage ist jede selbstständige technische Einrichtung zur Produktion von Elektrizität aus Biomasse. In Anlagen zur Gewinnung von Energie aus Biomasse laufen in der Regel mehrstufige Prozesse ab. Dazu gehören insbesondere: [...]</p> <p>c. Umwandlung des Zwischenprodukts mittels Wärme-Kraft-Kopplungsanlage zu Elektrizität, Treibstoff (Gas oder Flüssigtreibstoff) und Wärme (zweite Konversionsstufe);</p>

<p>Art. 72.3 in den Erläuterungen</p>	<p>Erläuterungen (S. 23): Text ergänzen mit „nachhaltig nutzbar“. Das Brennstoffangebot einer Region könnte sehr gross sein. In der Regel sollte aber nur das technisch, wirtschaftlich und ökologisch nutzbare Potenzial verwendet werden.</p>	<p>Art. 72 Begriffe</p> <p>Holzkraftwerke von regionaler Bedeutung sind Holzkraftwerke, die von ihrer Dimensionierung her dem nachhaltig nutzbaren Brennstoffangebot der Region entsprechen.</p>
---------------------------------------	---	--

D) Energieverordnung (Vorlage 4) / Ordonnance sur l'énergie (projet 5)

Generelle Bemerkungen / Remarques générales		
Artikel / Article	Bemerkungen / Remarques	Antrag (Textvorschlag) / Proposition (texte)
Art. 7.1 (S. 2)	„Für die Koordination der Stellungnahmen und der Bewilligungsverfahren nach Artikel 14 Absatz 4 EnG ist bei Windkraftanlagen das Bundesamt für Energie (BFE) zuständig. „	Idealerweise sollten sämtliche geplante Energie-Infrastrukturbauten von einer zentralen Stelle koordiniert werden (für (i) die Raumplanung sowie für (ii) die Einschätzung der Potenziale der erneuerbaren Energieproduktion, (iii) der Abschätzung der Nachfrageentwicklung und (iv) der Kopplung verschiedener Technologien zur Produktion von Regelernergie).
2. Abschnitt (S. 2)	Unter der Überschrift „Nationales Interesse“ sind ausschliessliche Wasserkraftanlagen und Windkraftanlagen aufgeführt. Sollten nicht auch Photovoltaik-, Biomasse oder Tiefengeothermie-Anlagen ebenso berücksichtigt werden?	
Art. 10 (S. 3)	Für Wasser- und Zugvogelreservate unsinnig, da in unmittelbarer Nachbarschaft, die zum Luftraum eines Biotops gehören Windanlagen erlaubt wären. Der Schutz des Bodens ohne den dazugehörigen Luftraum ist für Vögel ebenso unsinnig wie er für Flughäfen wäre.	Für Windkraftanlagen ist in dem Zusammenhang ein Vorgehen zu wählen, das sich jenem bei Flughäfen anlehnt und den wesentlich benutzten Luftraum um das Biotop ebenfalls berücksichtigt.
Art. 13 (S. 16) Erläuternder Bericht	„Die Gleichwertigkeit bestimmt sich allein mit Bezug auf die technischen Eigenschaften der Elektrizität als solche: Die Energiemenge, das Leistungsprofil und die Steuer- und Prognostizierbarkeit der Produktion sind damit die relevanten Faktoren. Die Herkunft der Elektrizität (erneuerbar / nicht-erneuerbar) spielt hingegen keine Rolle. “ Es wäre wünschenswert, wenn die Herkunft der Elektrizität in Betracht gezogen würde, nicht nur die Ressource, die ihr zugrunde liegt, sondern auch die Transportdistanz über Übertragungs- und Verteilnetze wirkt sich auf die Umwelt	

	und die Kosten aus.	
Art. 71 (S. 30) Erläuternder Bericht	10. Kapitel: Untersuchungen der Wirkungen Monitoring „[...] Dazu gehören beispielsweise Daten zum Energie- und Stromverbrauch, zur Produktion von erneuerbaren Energien, zu Energiepreisen und –ausgaben, zur Netzentwicklung, zum Einsatz und zur Verbreitung von Smart Metern sowie Steuer- und Regelsystemen, zum Umfang und Anteil des Eigenverbrauchs beim Elektrizitätsverbrauch, zur Versorgungssicherheit, zu Emissionen usw. „,	Umweltauswirkungen durch die Produktion von Erneuerbaren werden in den Erläuterungen auf „Emissionen“ reduziert und betreffen damit im Wesentlichen die Verbrennung von fossilen Energieträgern. Die Erneuerbaren Wind, Sonne, Wasser und Biomasse haben aber spezifische Auswirkungen, die hier keine Erwähnung finden (z.B. Wasserkraft: intakte Gewässerstrecken; z.B. Wärmenutzung aus Grundwasser: #Bohrungen; Verbrauch von Flächen und Landschaft, Energieholz auf Waldbiodiversität).
Art 21, Abs. 2	Wir bevorzugen die Variante A	

E) Verordnung über die Gebühren und Aufsichtsabgaben im Energiebereich (Vorlage 5) / Ordonnance sur les émoluments et les taxes de surveillance dans le domaine de l'énergie (projet 4)

Generelle Bemerkungen / Remarques générales		
Artikel / Article	Bemerkungen / Remarques	Antrag (Textvorschlag) / Proposition (texte)

F) Verordnung des UVEK über den Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung (Vorlage 6) / Ordonnance du DETEC sur la garantie d'origine et le marquage de l'électricité (projet 9)

Generelle Bemerkungen / Remarques générales		
Artikel / Article	Bemerkungen / Remarques	Antrag (Textvorschlag) / Proposition (texte)
Anhang 1, 1.1 (S. 4)	<p>1.1 Die Energieträger müssen wie folgt benannt werden:</p> <p>[...]</p> <ul style="list-style-type: none"> – Übrige erneuerbare Energien Sonnenenergie Windenergie Biomasse^a Geothermie <p>Ist die Benennung des Energieträgers „Biomasse“ ausreichend? Energie aus Biomasse könnte (i) aus einheimischer Biomasse lokal produziert werden; (ii) aus importierter Biomasse lokal produziert werden; oder (iii) aus ausländischer Biomasse im Ausland hergestellt und dann als Strom importiert werden. Dies sollte entsprechend gekennzeichnet werden.</p>	
Erläuterungen S. 1	<p>Kapitel 4 Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft</p> <p>Die Informationen unter diesem Titel beziehen sich nicht auf die Umweltauswirkungen.</p>	Umweltauswirkungen im Text umfassend ergänzen

G) Kernenergieverordnung (Vorlage 7) / Ordonnance sur l'énergie nucléaire (projet 7)

Generelle Bemerkungen / Remarques générales

Keine Bemerkungen

Artikel / Article	Bemerkungen / Remarques	Antrag (Textvorschlag) / Proposition (texte)

H) Landesgeologieverordnung (Vorlage 8) / Ordonnance sur la géologie nationale (projet 8)

Generelle Bemerkungen / Remarques générales

Keine Bemerkungen

Artikel / Article	Bemerkungen / Remarques	Antrag (Textvorschlag) / Proposition (texte)

I) Stromversorgungsverordnung (Vorlage 9) / Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (projet 1)

Generelle Bemerkungen / Remarques générales		
Artikel / Article	Bemerkungen / Remarques	Antrag (Textvorschlag) / Proposition (texte)
8b	Bei der Konformitätsprüfung sollte auch die Informatiksicherheit explizit erwähnt werden, damit der Schutz vor Datenangriffen gewährleistet ist.	



Our passion, your solution.

Madame la Présidente de la Confédération
Doris Leuthard
SG-Detec
3003 Berne

Montcherand, le 8 mai 2017

Réf : MalCIE-LE-1701Rev1 Consultation ordonnances/VD/AC

Concerne : Mise en œuvre du premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 :
procédure de consultation sur les modifications à l'échelon de l'ordonnance

Madame la Présidente,

Suite à votre courrier du 1er février 2017 ouvrant la procédure de consultation des ordonnances, vous trouverez ci-dessous la position de MhyLab - Fondation du laboratoire de mini hydraulique de Montcherand (VD).

Deux ordonnances sont ici traitées : celle sur l'énergie (OEne) et celle sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR). Comme vous pourrez le lire, les remarques de MhyLab sont en phase avec celles émises par le Comité de la Section romande de l'association Swiss Small Hydro.

1. Ordonnance sur l'énergie

1.1 Intérêt national

Section 2: Intérêt national

Art. 8 Installations hydroélectriques présentant un intérêt national

¹ Les nouvelles installations hydroélectriques revêtent un intérêt national si elles présentent:

- a. une production moyenne attendue d'au moins 20 GWh par an; ou
- b. une production moyenne attendue d'au moins 10 GWh par an et au moins 800 heures de capacité de retenue à pleine puissance.

² Les installations hydroélectriques existantes revêtent un intérêt national si, suite à leur agrandissement ou leur rénovation, elles présentent:

- a. une production moyenne attendue d'au moins 10 GWh par an; ou
- b. une production moyenne attendue d'au moins 5 GWh par an et au moins 400 heures de capacité de retenue à pleine puissance.

Rares sont les sites de petite hydraulique à créer ou à réhabiliter, en cours d'eau ou accessoires, répondant aux alinéas a (20 et 10 GWh/an correspondants respectivement environ à 5'000 kW et 2'500 kW de puissance électrique). De plus, les projets disposant de moyen d'accumulation étant

pratiquement inexistantes, les alinéas b ne sont pas applicables quels que soient les heures de capacité de retenue à pleine puissance.

Nos interrogations sont les suivantes : Quels sont les nouveaux sites répondant au critère 1a? L'objectif de la politique énergétique suisse est-il de voir disparaître les sites de moins de 10 GWh/an? Comment assurer dans ce cas un maintien des infrastructures existantes en adéquation avec la faune et la flore locales? Cette politique oublie-t-elle que les aménagements hydrauliques contribuent également à la protection des cours d'eau par le financement et l'entretien des passes à poissons et par l'épuration des déchets non naturels que les rivières peuvent charrier ? Dans ce cas, quelles seraient les raisons d'abandonner les turbinages accessoires (intégrés aux réseaux d'eau potable, d'eaux usées, d'irrigation, d'enneigement, etc.) dont la production est inférieure aux limites citées dans l'article ?

L'intérêt national est de produire de l'électricité renouvelable. Or, les nouveaux sites hydrauliques de moins de 20 GWh/an et les sites agrandis ou rénovés de moins de 10 GWh/an contribuent de manière significative à la production électrique d'origine renouvelable de la Confédération, leur nombre compensant leur puissance et leur production unitaires inférieures à ces limites.

L'on peut également se poser la question de savoir selon quels critères ces limites ont été fixées.

Le développement de la production électrique d'origine renouvelable étant intrinsèquement un intérêt national, cet article, dédié spécifiquement aux installations hydroélectriques n'a, selon nous, pas sa raison d'être.

1.2 Rétribution

Art. 13 Rétribution

¹ Dans le cas de la rétribution de l'électricité issue des énergies renouvelables, les économies de coûts réalisées par le gestionnaire de réseau par rapport à l'acquisition d'une énergie équivalente se définissent selon les coûts du prélèvement auprès de tiers et selon les coûts de revient des propres installations de production.

Les questions suivantes se posent : quels sont les moyens de contrôle pour le producteur ? Quelles sont les voies de recours ? Ces deux éléments devraient être clairement définis.

1.3 Supplément

Chapitre 6: Supplément

Section 1: Prélèvement et utilisation

Art. 37 Prélèvement

¹ Le supplément s'élève à 2,3 centimes/kWh.

Sur ces 2.3 ct/kWh, seulement 0.027 centime (1.2 %) est dédié aux investissements pour la petite hydraulique et la biomasse. Cette mesure ne répond donc pas aux grands axes de la Stratégie énergétique 2050 qui vise à encourager les nouvelles énergies renouvelables et à augmenter le mix électrique.

2. Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables

Section 2 Commercialisation directe et injection au prix de marché de référence

Art. 15 Commercialisation directe

² Les exploitants d'installations d'une puissance à partir de 500 kW qui bénéficient déjà d'une rétribution selon l'ancien droit doivent passer à la commercialisation directe.

L'exploitant en question a acquis un droit avec une ordonnance précédente. C'est sur cette base qu'il

a établi son plan d'affaires et que les organismes de financement lui ont accordé leurs prêts. Cette remise en cause du droit acquis met en péril l'existence des centrales réalisées sous le régime de l'ancien droit. Cet alinéa, dont la légalité est questionnable, est contraire à la volonté de développer les énergies renouvelables en menaçant grandement des installations existantes. Il devrait dès lors être supprimé.

Art. 25 Participation définitive au système de rétribution de l'injection

¹ Si l'installation remplit les conditions d'octroi aussi après la mise en service, l'organe d'exécution décide notamment:

- a. l'entrée dans le système de rétribution de l'injection;
- b. si l'installation relève de la commercialisation directe ou si elle est rétribuée au prix de marché de référence, et
- c. le montant du taux de rétribution.

² L'organe d'exécution rejette la demande de participation au système de rétribution de l'injection:

- a. si les conditions d'octroi ne sont pas remplies;
- b. si le requérant ne respecte pas les délais en matière d'avancement du projet ou de mise en service;
- c. si l'emplacement de l'installation varie considérablement par rapport à la demande.

³ Si un requérant a mis en service son installation, pour laquelle des moyens sont disponibles, avant que la participation au système de rétribution de l'injection ne lui ait été garantie dans son principe, l'organe d'exécution rend directement une décision conformément à l'al. 1 si la personne concernée a transmis l'avis complet de mise en service.

Si l'on comprend que l'organe d'exécution ne puisse pas se prononcer de manière définitive sur la base de la demande, objet de l'Art. 22, et qu'il ne puisse donner qu'une garantie de principe selon l'Art. 23, il n'est pas acceptable que le montant du taux de rétribution ne soit fixé qu'une fois la mise en service effectuée. En effet, la réalisation d'un projet passe par l'obtention d'un financement, notamment de la part des banques, lesquelles exigeront des garanties et un plan d'affaire. Il ne sera pas possible de les fournir si la garantie de principe ne donne pas le montant du taux de rétribution prévisible. Ainsi, l'Art. 23, al.1 devrait être complété de la manière suivante :

Lorsque les conditions d'octroi sont vraisemblablement remplies et que des moyens sont disponibles en suffisance, l'organe d'exécution décide dans son principe de la participation de l'installation au système de rétribution de l'injection. Il indique le montant du taux de rétribution prévisible correspondant au projet.

Annexe 1.1
(art. 16, 17, 21, 22 et 23)

Installations hydroélectriques dans le système de rétribution de l'injection

2.1.2 La puissance équivalente de l'installation est déterminante pour le calcul des taux de la rétribution de base et du bonus d'aménagement des eaux.

La puissance équivalente correspond au quotient de la production nette (en kWh) par la somme des heures de l'année civile concernée. L'année de mise en service ou d'arrêt de l'installation, le nombre d'heures complètes précédant la mise en service ou suivant l'arrêt est déduit dans le calcul de la puissance équivalente.

Les notions de puissance seront à simplifier. Le fait d'utiliser une puissance équivalente pour le calcul de la rétribution et d'utiliser la puissance théorique selon la LFH du 22.12.1916 pour définir les limites inférieures pour bénéficier du système de rétribution de l'injection prêtent à confusion.

Les sites de moins de 1 MW de puissance équivalente correspondent à une puissance électrique d'environ 2'200 kW, ce qui exclut la plupart des projets en cours d'étude visant à mettre en service de nouveaux sites sur les cours d'eau. Comment la Confédération peut-elle justifier un tel frein aux investissements de la part des divers compagnies électriques, services industriels, communes et privés voulant développer l'électricité d'origine renouvelable? L'introduction de cette nouvelle limite est contraire à la politique voulue de promouvoir les énergies renouvelables et devrait par conséquent être supprimée.

On relève en outre au chiffre 3 que la durée de rétribution est diminuée de 20 ans à 15 relativement à l'ordonnance précédente. Cette proposition a pour effet direct d'augmenter le prix de revient du kWh et par conséquent de réduire le nombre de projets réalisables, ce qui est également contraire à la

volonté de développer la production d'électricité d'origine renouvelable. La durée devrait être maintenue à 20 ans.

Annexe 2.2
(art. 50, 57 et 71)

Contribution d'investissement allouée pour les installations hydroélectriques

3 Tableau des durées d'utilisation

Le calcul des coûts supplémentaires non amortissables se fonde sur la durée d'utilisation des différentes composantes de l'installation ci-après:

Composante de l'installation	Nombre d'années
Barrage, ouvrage en remblai	80
Barrage mobile, prise d'eau, dessableur, galerie à écoulement libre	80
Grille, y c. dégrillage	40
Canal, conduite forcée, cheminée d'équilibre, puits en charge	80
Galerie, caverne, canal d'amenée et canal de fuite, bassin de compensation	80
Organe de fermeture (vanne, clapet, vanne papillon et vanne sphérique)	40
Turbine, pompe	40
Dispositif de levage et équipement auxiliaire	30
Générateur, transformateur	40
Système de commande de la centrale	15
Installation pour les propres besoins et groupe électrogène de secours	30
Équipement à haute tension, poste de couplage	30
Batterie, dispositif de protection	20
Ligne à haute et à moyenne tension	50
Ecluse	80
Dispositif pour la migration des poissons vers l'amont et vers l'aval	40
Construction pour voies de transport et voies d'accès (routes, ponts, murs de soutènement, etc.)	60
Installations à câbles	20
Bâtiment d'exploitation	40
Bâtiment administratif	50

L'OEnE et la LEnE fixent à 15 ans la durée de rétribution, ce qui signifie que, passé ce délai, la majorité des composantes de l'installation devraient être amorties. Or, ce délai est incohérent avec les durées indiquées dans le tableau en question.

Ainsi, après 15 ans, le passage au prix du marché ne pourra qu'être dramatique pour la santé financière de la centrale, même dans le cas d'un turbinage accessoire. Face à un tel risque, qui souhaitera investir ?

Ceci est d'autant plus vrai lorsque l'on considère la rétribution RPC à fin 2016 des centrales électriques, en service, dont la moyenne est de 19.9 ct/kWh. Il est donc clair que le passage au prix de vente du marché sera dramatique pour l'avenir de ces énergies.

Ce constat plaide par conséquent pour un allongement de la durée de rétribution.

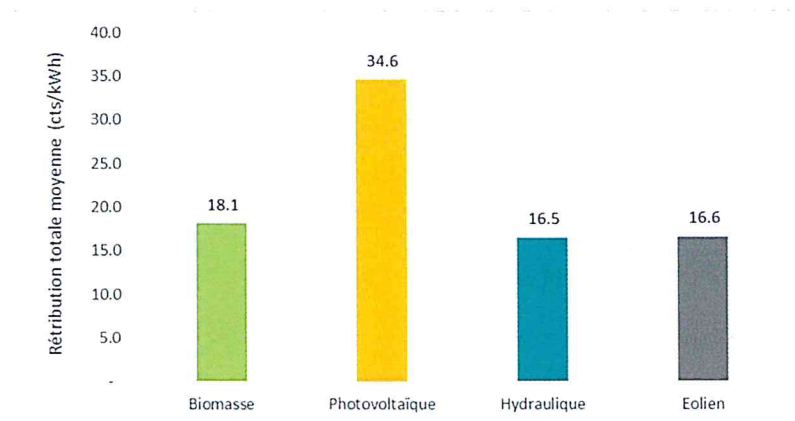


Figure 1. Rétribution totale moyenne des centrales électriques en service au bénéfice de la RPC par type d'énergie (source : Cockpit RPC, 4^{ème} trimestre 2016, Etat au 03.01.17 Fondation RPC)

3. Effets actuels de la politique énergétique de la Confédération constatés par Mhylab

Mhylab, dont l'activité est exclusivement dédiée à la petite hydroélectricité, est un acteur privilégié pour constater les effets de la politique énergétique suisse. De l'ensemble des projets qui lui sont connus de par ses activités d'ingénierie, l'orientation prise par la politique fédérale se traduit par l'abandon de 16 projets, qu'il s'agisse de nouveaux sites, de sites à réhabiliter (dont la production va donc petit à petit diminuer faute de travaux), de sites accessoires ou en cours d'eau, soit une production électrique totale de 11.5 GWh/an, ou la consommation électrique de près de 2500 ménages. Cette production est loin d'être négligeable si l'on considère que l'observation est effectuée essentiellement sur les cantons de Vaud et du Valais et que Mhylab n'est pas le seul acteur de la branche. On observe par ailleurs que les appels d'offres pour la planification et l'étude de nouveaux projets sont devenus devenus d'actualité exceptionnelle, montrant bien que l'élan donné par la politique volontariste du début de la décennie est désormais brisé.

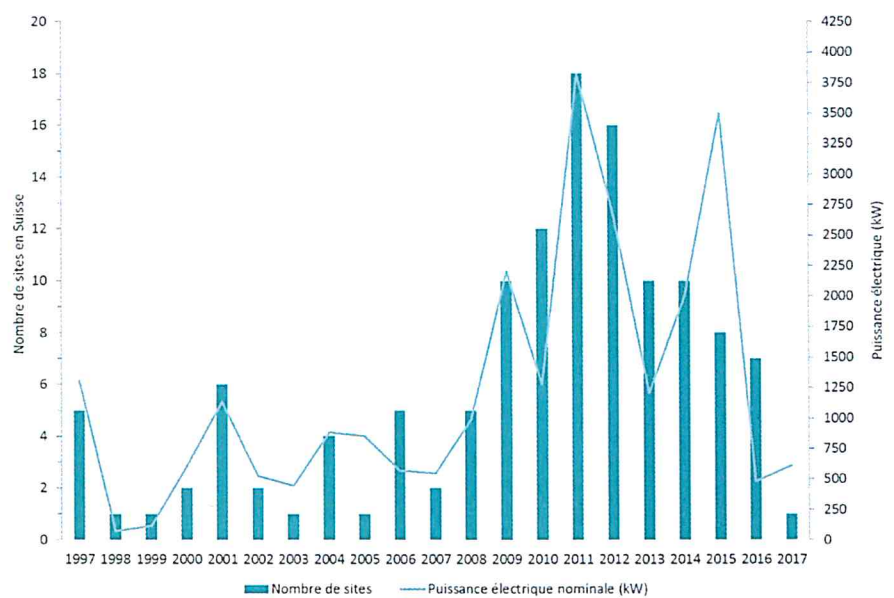


Figure 2. Evolution de l'activité de Mhylab liées à la vente de profils hydrauliques de turbine pour des sites implantés en Suisse (nouveaux sites, sites réhabilités, en cours d'eau ou sites accessoires)

Un deuxième indicateur de l'impact négatif de la politique proposée est le nombre de turbines que Mhylab est amené à concevoir chaque année pour les constructeurs de turbine actifs sur le marché suisse. La Figure 2 est en cela éloquent.

Malgré cette baisse drastique des projets concrets, il est à noter que la petite hydraulique suscite toujours un intérêt certain de la part des citoyens suisses. Ainsi, la newsletter dédiée à la petite hydraulique réalisée dans le cadre de notre mandat avec l'OFEN (disponible sous <http://www.bfe.admin.ch/kleinwasserkraft/03834/04169/index.html?lang=fr>) et qui paraît en allemand, en italien et en français, compte 515 abonnés pour la version en français. Cette liste de diffusion croît régulièrement. De plus, les inscriptions à l'atelier du 14 juin 2017 sur la renaturation des petites centrales, organisé sous mandat de l'Office fédéral de l'environnement (<http://swissmallhydro.ch/fr/ateliers-regionaux-sur-lassainissement-ecologique-des-centrales-hydrauliques-inscrivez-vous-maintenant/>), montre que le milieu est réactif et ouvert à améliorer l'écologie de ses installations.

Le rapport de la Fondation RPC montre que la rétribution moyenne des sites sur la liste d'attente RPC s'élève à 19.4 ct/kWh, avec un minimum (en moyenne) de 15.2 ct/kWh pour l'hydroélectricité. Avec l'entrée en vigueur de la nouvelle loi sur l'énergie et des ordonnances, une certaine partie de ces sites hydrauliques sortira de cette liste (car correspondant à une rénovation ou un agrandissement ou à un nouveau projet en cours d'eau d'une puissance insuffisante). La perte correspondante de production électrique d'origine renouvelable consécutive au changement des ordonnances a-t-elle été évaluée par la Confédération ? Pour quelles raisons l'objectif n'est-il pas de développer toutes les énergies renouvelables, y compris les projets des petits investisseurs suisses ?

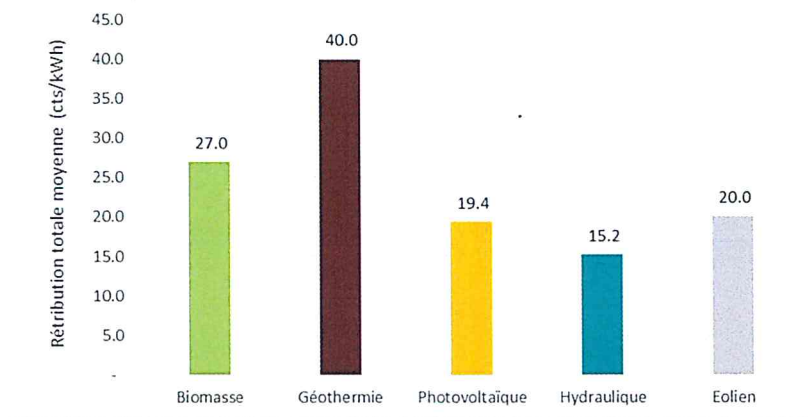


Figure 3. Rétribution totale moyenne des centrales électriques sur la liste d'attente RPC par type d'énergie (source : Cockpit RPC, 4^{ème} trimestre 2016, Etat au 03.01.17 Fondation RPC)

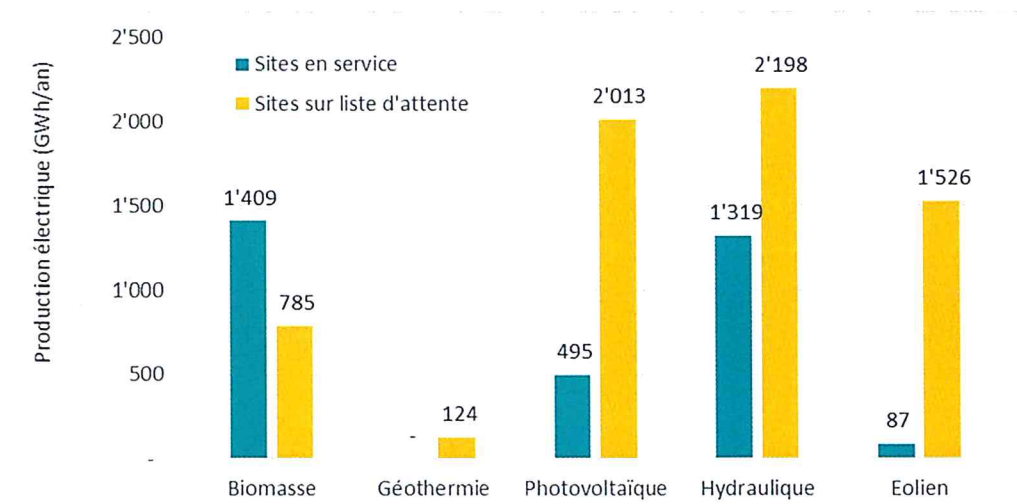


Figure 4. Production électrique (GWh/an) des centrales électriques par type d'énergie
 Graphe de gauche : centrales en service bénéficiant de la RPC – graphe de droite : sites sur la liste d'attente RPC
 (source : Cockpit RPC, 4^{ème} trimestre 2016, Etat au 03.01.17 Fondation RPC)

Il est à noter que la situation en France est à l'opposé de celle de la Suisse. Ainsi, l'arrêté « du 13 décembre 2016 fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, des cours d'eau et des eaux captées gravitairement » encourage le développement de **nouvelles centrales de moins de 500 kW** et de type basse chute (<https://www.legifrance.gouv.fr/eli/arrete/2016/12/13/DEVR1636688A/jo>).

4. Conséquences pour les fabricants et les exploitants

Depuis 1993, la Fondation Mhylab a développé de nouveaux types de petites turbines adaptées aux projets de petite et moyenne puissance (<10MW) à la fois fiables et performantes. Au cours de nos près de 25 ans d'existence, nous avons pu observer l'évolution positive du marché suisse, encouragée par la politique de promotion concrétisée par le FFS et la RPC. Notre participation à la réalisation de près de 130 projets nous a montré un marché dynamique constitué de PME développant les projets, proposant et construisant les équipements, réalisant les infrastructures et exploitant les centrales, dans le respect de l'environnement et dans l'optique du développement durable.

Aujourd'hui, les sévères restrictions qui sont prévues pour la petite hydraulique, mettront un frein à cette dynamique, pénalisant les nombreuses PME qui s'étaient engagées dans cette voie. Quant aux exploitants d'anciennes centrales, ils seront conduits à renoncer à la rénovation de leurs installations et aux améliorations possibles, que cela soit en termes de production ou d'améliorations environnementales.

5. Conclusion


Depuis sa création, la Fondation Mhylab, comme de nombreux autres acteurs de la branche, a participé au développement de l'économie suisse, dans le domaine de la petite hydraulique, notamment en impliquant les universités, les ateliers mécaniques, les artisans et les autres bureaux d'ingénieurs locaux. Nous avons pu observer que tous les projets ont été menés dans le respect de l'environnement, l'un des critères fondamentaux étant l'optimisation de l'usage de l'eau en maximisant les performances de manière à produire le maximum d'énergie avec un minimum d'eau.

Les propositions relatives à l'OEne et à l'OEneR vont à l'encontre de ce développement, renonçant d'emblée à une quantité non négligeable de production d'électricité à partir d'une source renouvelable. En excluant délibérément une grande partie de la petite hydroélectricité, elles sont contraires à la volonté initiale de la Stratégie énergétique visant à remplacer à terme la production d'électricité d'origine nucléaire par de l'électricité provenant de sources renouvelables. De plus, elles nuisent à un secteur économique constitué de PME.

Outre les remarques émises dans ce courrier sur des points précis des deux ordonnances, Mhylab les rejette en l'état et demande à ce que celles-ci soient revues suivant la ligne directrice du développement de l'électricité d'origine renouvelable, développement englobant également les projets de faible puissance, qui sont nombreux et permettent aux citoyens suisses d'investir localement dans des projets intelligents et respectueux de l'environnement dans lequel ils vivent.

En espérant que nos remarques seront considérées dans la finalisation des ordonnances, nous vous adressons, Madame la Présidente, nos respectueuses salutations.


Vincent Denis
Directeur


Jean-Bernard Gay
Président du Conseil de fondation



akademien der wissenschaften schweiz
académies suisses des sciences
accademie svizzere delle scienze
academias svizras da las ciencias
swiss academies of arts and sciences

UVEK
Kochergasse 6
3003 Bern

Zürich, 5. Mai 2017

Vernehmlassungsantwort zu den Verordnungen des ersten Massnahmenpakets der Energiestrategie 2050

Sehr geehrte Damen und Herren

In der Anlage finden Sie die Vernehmlassungsantwort mit folgenden Teile:

1. Grundsätzliche Bemerkungen
2. Kommentare und Änderungsvorschläge zu den Verordnungen
3. Erarbeitungsprozess und Liste der Mitwirkenden und Träger

Im Namen des Präsidiums der Akademien der Wissenschaften Schweiz grüsse ich Sie freundlich

Prof. Maurice Campagna
Präsident der Akademien der Wissenschaften Schweiz

1. Grundsätzliche Bemerkungen

Die Akademien der Schweiz möchten auf ein paar aus ihrer Sicht wichtige Grundsätze hinweisen:

- Die Verordnungen sollen generell Innovationen – technische und solche im Markt – wenn immer möglich fördern. Deshalb wird die Förderung der Digitalisierung im Energiesystem grundsätzlich begrüsst, weil sie neue Möglichkeiten zur Vereinfachung und Effizienzsteigerung erschliessen wird. Parallel zur verstärkten Digitalisierung soll ein stärkeres Augenmerk auf die IT-Sicherheit und Cyber Security gelegt werden.
- Anlagen, welche die Bezeichnung „von nationaler Bedeutung“ erhalten, sollten im Vergleich zu weiteren Anlagen tatsächlich von übergeordneter Bedeutung für die Schweizer Stromproduktion sein, damit die Interessenabwägung zwischen „Schutz und Nutzen“, die beide nationales Interesse geniessen werden, den Landschaftsschutz nicht zu stark einschränken.
- Technologien und Lösungen, die eine flexiblere Energiebereitstellung ermöglichen, sind grundsätzlich zu begrüssen, da diese in Zukunft auf Grund des Umbaus des Energiesystems verstärkt benötigt werden.
- CO₂-Abgaben zur Erreichung von Klimazielen und die Ausdehnung der Zielvorgaben auf Kleinlaster und kleine Sattelschlepper werden grundsätzlich begrüsst.
- Potentielle Mehrfachvergütungen oder -entlastungen sind zu vermeiden.
- Grundsätzlich soll, wenn immer möglich auf die Kompatibilität mit der EU geachtet werden (auch ohne Stromabkommen).

2. Änderungsvorschläge zu den Verordnungen

2.1. Energieverordnung EnV

Allgemeine Kommentare

- Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht sind Parallelinfrastrukturen zu vermeiden. Daneben sind "Privatleitungen", welche sich im rechtsfreien Raum, z.B. über Strassen und zur Überbrückung zwischen Grundstücken aufgebaut werden, auch aus Sicherheitsaspekten zu vermeiden.
- **Artikel 13** lässt viel Interpretationsspielraum offen. Es ist unklar, was «gleichwertige» Elektrizität heisst. Insbesondere werden sich teilweise die Gestehungskosten der eigenen Produktionsanlagen von EVUs (z.B. Wasserkraft) wesentlich von den Strommarktpreisen unterscheiden.
- Die Texte in der EnV und in der CO₂-Verordnung sind bei der Definition der Geothermieprojekte sehr ähnlich aber nicht deckungsgleich. Wir empfehlen, beide Texte deckungsgleich zu machen oder auf die jeweils andere Verordnung zu verweisen. Kleine Differenzen können in Zukunft zu Unklarheiten führen (**Artikel 15, EnV**).
- Die vorgeschlagenen Grenzwerte für Anlagen von nationalem Interesse (**Art. 8 und Art. 9**) sind deutlich zu tief angesetzt. Die Grenzwerte sollten so hoch angesetzt werden, dass die betroffenen Anlagen die gesamte Stromproduktion in der Schweiz signifikant beeinflussen, sonst sind sie nicht von nationalem Interesse.
- In **Kap. 3, Abs. 2** sind nur Wasserkraftanlagen und Windkraftanlagen erfasst. Es stellt sich die Frage, ob es nicht auch sinnvoll wäre, Fotovoltaikanlagen ab einer bestimmten Grösse unter die Klassifizierung «von nationalem Interesse» zu stellen. Dafür müsste man Kriterien festlegen.
- Um das Schutzziel der Biotop von nationaler Bedeutung und der Wasser- und Zugvogelreservate zu erfüllen (**Art. 10**), müssen ihre Funktionsfähigkeit und ihre Lebensgemeinschaften erhalten bleiben. Dies bedingt, dass störende Einflüsse nicht nur von innerhalb, sondern auch von ausserhalb des Biotopperimeters vermieden werden müssen.
- Beim Monitoring (**Art. 71**) sollten auch Daten bzgl. der Energieeffizienz erhoben und veröffentlicht werden, d.h. Energieverbrauch und Elektrizitätsverbrauch pro Produkt auf Branchenebene. Die Datenerhebung ist hier sehr schwierig, aber für die Beurteilung, ob tatsächlich Verbesserungen in den Prozessen erfolgt sind, ist sie unerlässlich. Ausserdem sollten Daten zur Speicherung von Elektrizität (z. B. Anzahl der Batteriespeicher, Gasspeicher) erhoben werden. Im Zusammenhang mit dem Energie- und Elektrizitätsverbrauch auf Haushaltsebene wäre es wünschenswert, auch sozio-demographische/ökonomische Faktoren zu erheben, um damit allfällige Determinanten eines Verhaltens eruieren zu können.

Spezifische Änderungsvorschläge

Verordnungstext	Änderungsantrag	Bemerkungen / Kommentare
Art. 8	Die Akademien der Wissenschaften beantragen, dass die Schwellenwerte (mittlere erwartete jährliche Produktion), ab denen Anlagen die Bezeichnung „von nationalem Interesse“ erhalten, erhöht werden. Von nationalem Interesse sollten Anlagen einer Grösse sein, die für die Stromproduktion in der Schweiz im Vergleich zu anderen Anlagen eine übergeordnete Bedeutung haben. Vorschlag: Schwellenwert ≥ 100 GWh für bestehende und neue Anlagen.	Alle erfassten bestehenden Anlagen mit ≥ 100 GWh zusammen liefern ca. 80% der Produktion aller erfassten grossen Anlagen. Die Statistik bestehender Anlagen zeigt (siehe Anhang 1), dass es genügt, wenn dieser Produktionskapazität nationales Interesse zugeordnet wird. Bei einem Schwellenwert von 100 GWh sind das fast drei Mal weniger Anlagen bzw. betroffene Standorte als bei ≥ 10 GWh.
Art. 9	Die Akademien der Wissenschaften beantragen, dass die Grenzwerte (mittlere erwartete jährliche Produktion), ab denen Anlagen die Bezeichnung „von nationalem Interesse“ erhalten, deutlich erhöht werden.	Bestimmung der Grenzwerte unter vergleichbaren Überlegungen wie für Art. 8 (vgl. auch Anhang 1). Die Anzahl Windenergieanlagen/Windenergieparks sollte (bei möglichst hoher Produktion) so klein wie möglich gehalten werden, um die räumlichen Auswirkungen zu begrenzen. Insbesondere sollte primär das Produktions-Potenzial von Räumen genutzt werden, in denen die geringsten Konflikte mit anderen Interessen (Raumplanung, Umwelt) auftreten. Zudem soll eine durchschnittliche Nennleistungserzeugung während > 2000 h/a erreicht werden.

Verordnungstext	Änderungsantrag	Bemerkungen / Kommentare
Art. 10	<p><u>Anpassung des Artikels:</u> „Der Ausschluss nach Artikel 12 Absatz 2 EnG umfasst künstlich geschaffene Einrichtungen, die innerhalb des Perimeters eines Biotops von nationaler Bedeutung oder innerhalb eines Wasser- und Zugvogelreservates stehen. Einrichtungen in der Umgebung der Biotope sind nur zulässig, wenn sie das Schutzziel der Biotope nicht beeinträchtigen.“</p> <p><u>Oder der Alternativvorschlag:</u> „Der Ausschluss nach Artikel 12 Absatz 2 EnG umfasst künstlich geschaffene Einrichtungen, die im Einflussbereich eines Biotops von nationaler Bedeutung oder im Einflussbereich eines Wasser- und Zugvogelreservats stehen. Einrichtungen dürfen das Schutzziel der Biotope nicht beeinträchtigen.“</p>	<p>Um das Schutzziel der Biotope von nationaler Bedeutung und der Wasser- und Zugvogelreservate zu erfüllen (vgl. Schutzziele in den Verordnungen zu den Biotopen von nationaler Bedeutung), müssen störende Einflüsse nicht nur von innerhalb, sondern auch von ausserhalb des Biotopperimeters vermieden werden (vgl. Art. 14, Abs. 2, Bst. d, NHV: „Biotope werden insbesondere geschützt durch: d. Ausscheidung ökologisch ausreichender Pufferzonen“). Störende Einflüsse können z.B. sein:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Veränderungen des Wasser- und Geschieberegimes einer Aue durch stromaufwärts liegende Kraftwerke; - Bauten im hydrologischen Einzugsgebiet von Mooren und Moorlandschaften; - Lärm, Bewegungen und Hindernisse im Luftraum um Wasser- und Zugvogelreservate; <p>Die Funktionsfähigkeit und die Lebensgemeinschaften in Ökosystemen können auch durch temporäre Veränderungen in und um sie herum und unabhängig davon, ob sie in fester Beziehung zum Erdboden stehen, stark und nicht wiederherstellbar beeinträchtigt werden. Deshalb beantragen die Akademien Schweiz, dass die Satzteile „und auf Dauer angelegte“ sowie „in bestimmter fester Beziehung zum Erdboden“ gelöscht werden.</p>
Kap. 4		Die Regelung der Direktvermarktung ist hier nicht erfasst. Wird das erst im StromVG gemacht?
Art. 13	<u>Streichen:</u> „und den Gesteungskosten der eigene Produktionsanlagen“	Es besteht die Gefahr der Einführung neuer Subventionen durch die Hintertür. Zudem scheint diese Regelung auch grundsätzlich problematisch, da die Kosten der eigenen Produktion nichts mit der Höhe der Förderung von Anlagen zu tun haben sollte.

Verordnungstext	Änderungsantrag	Bemerkungen / Kommentare
Art. 17, Abs.1		Der bezahlte Strompreis innerhalb der Eigenverbrauchsgemeinschaft sollte im Sinne der Liberalisierung nicht reguliert werden. Eine Festlegung auf die Gestehungskosten vermindert die Rentabilität einer Eigenverbrauchs-gemeinschaft drastisch. Da nicht der ganze produzierte Strom an die Mieter abgegeben werden kann und für überschüssigen Strom sehr geringe Preise bezahlt werden (siehe Art. 13) kann eine Anlage so nicht amortisiert werden. Hier sollten wettbewerbsfähige Preise selber gesetzt werden können.
Art. 17, Abs.4		Ein Austritt aus der Eigenverbrauchsgemeinschaft sollte nach einer minimalen Vertragsdauer ohne Begründung möglich sein.
Kap. 5, Art. 28	<u>Ergänzen:</u> Die Geothermie-Garantie gilt unabhängig davon, ob die Erschliessung traditionell mittels Rotary-Bohrung oder mittels einem der neuartigen, bedeutend kostengünstigeren Bohrverfahren geschieht. Solange ein neuartiges Bohrverfahren sich noch in Entwicklung befindet, besteht das "Projekt" im Anheben des TRL (Technology Readiness Level) des neuartigen Bohrverfahrens durch Angewandte Forschung und Entwicklung bis zu dessen Kommerzialisierung.	
Art. 42	Ergänzung des Artikels mit einem Zusatz, der eine Überprüfung von Seiten des BFE oder von unabhängigen Stellen, die das BFE beauftragt, und die nichts mit der Zielvereinbarung zu tun haben (also nicht ENAW oder ACT). Die Stichprobenhäufigkeit und die Berechnungsgrundlage der Strafe bei unrichtiger Berichterstattung sollten bekannt sein.	Die Berichterstattung von Daten in Art. 42, ohne vorgesehene Stichproben zur Prüfung der Richtigkeit der selbstberichteten Daten durch das BFE (laut Art. 42 soll das BFE nur die Anpassung der Zielvereinbarung prüfen, nicht aber die Daten jeder Zielvereinbarung) scheint es sehr unwahrscheinlich zu machen, dass eine unrichtige Berichterstattung, die laut Art. 79 b dann zu Strafen führt, überhaupt entdeckt werden kann. Studien zeigen, dass eine Belohnung für die Entdeckung von unrichtigen Berichterstattungen für die Stichprobenvornehmende Stelle die Berichterstattungsqualität erhöhen kann.

2.2. Energieförderungsverordnung EnFV

Allgemeine Kommentare

- Die **Vergütungssysteme sind generell unübersichtlich und kompliziert**. Es gibt sehr viele Unterscheidungen (**z.B. in Art 7**), Optionen (diverse Boni für Biomasse- und Wasserkraftanlagen), Ausnahmen von Bestimmungen (**z.B. für kleine Wasserkraft Art. 10**), Tarifabstufungen (z.B. für PV in **Anhang 1.2**), mehrere Referenz-Marktpreise (Art. 16), Wahlrechte und dergleichen. Für normale Antragsteller sind diese mannigfaltigen Differenzierungen unübersichtlich und unverständlich. Bei den mit dem Vollzug beauftragten Stellen (und bei Streitfällen inkl. Bundesverwaltungsgericht) bedeutet dies einen erheblichen Mehraufwand und Kosten. Ist hier das Kosten-Nutzen-Verhältnis adäquat?
- Durch die **Direktvermarktung** sollen Anreize geschaffen werden, dass die Produzenten zeitgerechter und bedarfsorientierter ins Netz einspeisen. Dies sollte eine **netzstabilisierende Wirkung haben**. In Deutschland wird diese Methode bereits länger angewandt, ohne dass aber diese erwarteten positiven Wirkungen festzustellen wären.
- Wie soll es zwischen den **Direktvermarktern zu Wettbewerb** kommen, wenn die Vergütungstarife für ihre *Dienstleistungen* fix vorgegeben sind?
- **Kehrichtverbrennungsanlagen** und **Abwasserreinigungsanlagen** sind kommunale Aufgaben und Dienstleistungen. Diese Anlagen sollte ihre Tarife (Kehricht- und Abwassergebühren) grundsätzlich **verursachergerecht** ansetzen. Sie müssten folglich **selbsttragend** sein, insbesondere wenn sie noch Dividenden an die Eigner (beteiligten Gemeinden) entrichten können. Eine zusätzliche Förderung, sei es wie heute in Rahmen der KEV, aber auch neu im EVS oder mittels Investitionshilfen, ist ein **reiner Mitnahmeeffekt und erscheint deshalb nicht gerechtfertigt zu sein**.
- **Förderung Wasserkraft**: Die Investitionsbeiträge und die Marktprämie haben zum Ziel, ausschliesslich die **Stromproduktion** finanziell zu unterstützen. Die Abgeltung der **Flexibilität** von Wasserkraftwerken wird mit diesen Massnahmen nicht abgedeckt. Somit ist auch die **langfristige Wettbewerbsfähigkeit** der Wasserkraft nicht sichergestellt. Spätestens für die zweite Phase der Energiestrategie sind Marktmodelle vorzuschlagen, die die langfristige Versorgungssicherheit zum Ziel haben. Vorher muss die Frage geklärt werden, welchen Autarkiegrad (und zu welchen Kosten) die Schweiz wünscht.
- Bei den Investitionsbeiträgen für die Wasserkraft wird zwischen Erweiterungen, Neubauten und Erneuerungen unterschieden. Unter Berücksichtigung der Ziele der Energiestrategie ist es **irrelevant, ob die Energie aus einer umgebauten, erneuerten oder erweiterten Anlage** stammt. Zudem ist es aus ökologischer Sicht sinnvoller, bestehende Anlagen zu erneuern als neue Anlagen zu bauen. (**Art. 52**). Es sollte nicht zwischen Gross- und Kleinwasserkraft unterschieden werden (**EnV Art. 54**). Die effizienteren Anlagen und solche mit möglichst geringen negativen ökologischen und sozialen Nachteilen sollen Förderung erhalten.
- Investitionsbeiträge Wasserkraft: Es ist sinnvoll, die Discounted Free Cashflow-Methodik zur Berechnung der nicht amortisierbaren Investitionen einzusetzen. Bei der Auflistung der einzubeziehenden Kosten ist auf die Konsistenz mit der Methodik zu achten (Kapitalkosten

sind beispielsweise nicht einzubeziehen, Art. 67 Lit. F). Die Bezeichnung „Gestehungskosten“ ist in diesem Zusammenhang irreführend. Es ist zudem zu spezifizieren, ob das eingesetzte Modell mit nominalen oder realen Werten rechnen soll.

- Aufgrund der grossen Bedeutung der langfristigen Preisprognosen sind zusätzliche Präzisierungen zur Berechnungsweise sowie zu den wichtigsten Annahmen (z. Bsp. Quellen für die Entwicklung der Brennstoffpreise und CO₂-Preise) anzufügen. Es ist fraglich, wie langfristige Prognosen zu HKN vorgenommen werden sollen (Art. 67 Abs. 4). Generell: Die Festlegung eines Preisszenarios durch das BFE ist heikel und dürfte weitergehende Auswirkungen haben. Diese Preise dürften als Benchmark auch für andere Zielsetzungen eingesetzt werden (Konzessionszahlungen, Wertberichtigungen, etc.). Umso wichtiger ist eine transparente Darstellung des Modells und der Annahmen.
- Marktprämie: Der Aufwand zur Bestimmung der Marktprämie ist gross bzw. bedarf seitens der Beitragsberechtigten eines erheblichen Arbeitsaufwands, um die benötigten Informationen zusammenzutragen. Aufgrund der beschränkten Mittel, die zu Verfügung stehen (jährlich bis zu 120 Mio. CHF) und der zeitlichen Limitierung des Modells ist eine schlanke *Umsetzung* zwingend erforderlich. Spätestens bei der Festlegung der Instrumente zum zweiten Massnahmenpaket zur Energiestrategie ist der Übergang zu einem neuen Marktmechanismus zu prüfen.

Spezifische Änderungsvorschläge

Verordnungstext	Änderungsantrag	Bemerkungen / Kommentare
<p>Art. 2 Begriffe</p> <p>a. <i>Hybridanlage</i>: Anlage, die mehrere erneuerbare Energieträger zur Elektrizitätsproduktion nutzt.</p>		<p><u>Achtung</u>: Die Vergütung darf selbstverständlich nur für den erneuerbaren Stromanteil erfolgen (technisch realistisch für teil-fossile Anlagen?).</p>
<p>Art. 21 Abbau der Warteliste</p>		<p>Vorschlag: Gebaute Anlagen sollen Vorrang haben (sie wurden im Vertrauen auf finanzielle Unterstützung gebaut). Also: Variante A ist vorzuziehen.</p>
<p>Art. 25 Definitive Teilnahme am Einspeisefördersystem, Absatz 2</p> <p>c. Der Standort der Anlage gegenüber dem Antrag <u>erheblich</u> abweicht</p>		<p>Es fehlt die Definition, was eine „erhebliche Abweichung“ ist. Für Wind- und Wasserkraftprojekte wäre eine grosszügige Festlegung nötig und nützlich. Abweichungen können schon mal mehrere Kilometer betragen. Bei PV ist das Grundstück die Grenze, bei Biomasse die Bauparzelle oder ggf. das Quartier / die politische Gemeinde.</p>
<p>Art.38 Rückforderung der Einmalvergütung und der Investitionsbeiträge</p> <p>³ Die Einmalvergütung oder der Investitionsbeitrag kann zudem zurückgefordert werden, wenn die Bedingungen des Energiemarkts zu einer <u>übermässigen Rentabilität</u> führen.</p>	<p>Art. 38 Rückforderung der Einmalvergütung und der Investitionsbeiträge</p> <p><u>Streichen</u>: Absatz 3</p>	<p>Das unternehmerische Risiko liegt trotz Investitionshilfen noch zum grössten Teil bei den Investoren selber. Zudem sind die Begriffe „übermässige Rentabilität“ und „Bedingungen des Energiemarktes“ nicht ausreichend definiert.</p>

Verordnungstext	Änderungsantrag	Bemerkungen / Kommentare
<p>Art. 52</p> <p>Das BFE setzt den Investitionsbeitrag für jede Anlage individuell nach Artikel 29 Absatz 2 EnG fest.</p> <p>² Bei Anlagen mit einer Leistung von höchstens 10 MW beträgt der Investitionsbeitrag höchstens:</p> <p>a. 60 Prozent der</p>	<p><u>Streichen:</u> Abs. 2 und 3</p>	<p>Es ist unerheblich, ob die Leistung durch eine Erneuerung, einen Neubau oder eine Erweiterung zur Verfügung gestellt wird. Aus ökologischer Sicht ist sicherzustellen, dass bestehende Anlagen erneuert werden. Die Differenzierung der Fördergelder nach diesen Kriterien ist nicht sinnvoll. Auch gemäss Art. 24, Abs. 3, EnG haben neue oder erheblich erweiterbare oder erneuerte Anlagen, welche nach dem 1. Januar 2013 in Betrieb genommen wurden, Anspruch auf Investitionsbeiträge. Im Gesetz wird keine Differenzierung des Investitionsbeitrags nach Art der Investition erwähnt.</p>
<p>Art. 54 Warteliste</p> <p>¹ Reichen die Mittel nicht für eine sofortige Berücksichtigung aus, so werden die Projekte in eine Warteliste aufgenommen, es sei denn, sie erfüllen die Anspruchsvoraussetzungen offensichtlich nicht.</p> <p>² Das BFE teilt der gesuchstellenden Person mit, dass ihr Projekt in die Warteliste aufgenommen wurde.</p> <p>³ Stehen wieder Mittel zur Verfügung, so werden die Projekte entsprechend dem Einreikedatum des Gesuchs berücksichtigt.</p>		<p>Nicht nur bei den Grosswasserkraftwerken soll die Effizienz im Vordergrund stehen, sondern auch bei den Kleinwasserkraftwerken. Das Einreikedatum des Gesuchs als wichtigstes Zuschlagskriterium ist folglich abzulehnen.</p>

Verordnungstext	Änderungsantrag	Bemerkungen / Kommentare
Art. 57 und Art. 79 Gesuch ² Es kann erst gestellt werden, wenn eine rechtskräftige Baubewilligung vorliegt oder, sofern für ein Projekt keine Baubewilligung erforderlich ist, die <u>Baureife des Projektes</u> nachgewiesen ist.	Art. 57 und Art. 79 Gesuch ² Es kann erst gestellt werden, wenn eine rechtskräftige Baubewilligung vorliegt.	Hier wäre eine genaue Definition erforderlich. Oder die Ausnahme wird gestrichen. Wann ist ein Projekt baureif? Die rechtskräftige Baugenehmigung ist eine klar definierte Grösse. Es gibt nichts Vergleichbares dazu.
Art.103 Auskünfte Absatz 1 	Art.103 Auskünfte Absatz 1 <u>Ergänzen:</u> d. Keine Auskünfte werden zu Anlagen auf der Warteliste erteilt.	Diese Ergänzung ist wichtig, um die Projekte auf der Warteliste zu schützen. Hier stehen meist betriebliche Geheimnisse und (Standort-) Strategien dahinter, die <u>vor</u> einer Einreichung eines Baugesuches möglichen Konkurrenten nicht bekannt gegeben werden sollten.
Art. 110 Übergangsbestimmungen zur Marktprämie bei Grosswasserkraftanlagen ¹ Die Marktprämie wird erstmals im Jahr 2018 für Gesuche für das Jahr 2017 und letztmals im Jahr 2022 für Gesuche für das Jahr 2021 ausgerichtet werden.		Woher sollen die finanziellen Mittel im Fonds kommen, wenn der Netzzuschlag erst ab 2019 auf 2.3 Rp./kWh angehoben werden kann? Welche anderen Förderungen werden in den Jahren 2018 und ggf. 2019 entsprechend unterbrochen oder gekürzt?
Anhang 1.2 Photovoltaik Ziffer 5.3 Kategorien	Anhang 1.2 Photovoltaik Ziffer 5.3 Kategorien 5.3.4 Carports gelten grundsätzlich als freistehende Anlagen.	Diese Definition fehlt noch. Ohne könnten Carports alles Mögliche sein. Bei zunehmender Elektromobilität ist eine klare Definition hier aber nötig.

Verordnungstext	Änderungsantrag	Bemerkungen / Kommentare
Anhang 1.3 Windkraft Ziffern 3.2.3 und 5.3.1		<p>Die Berechnungsgrundlagen zur Bestimmung der Vergütungssätze sind sehr kompliziert.</p> <p>Die Absenkung der Vergütung nach 5 Jahren, falls die Anlage an einem guten Windstandort steht, erscheint im Sinne der Tragung des unternehmerischen Risikos nicht gerechtfertigt.</p> <p>Es ist nach heutigem Kenntnisstand in der KEV in den meisten Fällen nicht möglich, eine Windkraftanlage innerhalb von 7 Jahren zu realisieren. Die Frist sollte länger sein.</p>
Anhang 1.4 Geothermie Absatz 1 Absatz 3		<p>Die Bohrtechnologie bleibt auf die klassische Methode eingeschränkt. Gäbe es weitere interessante Technologien?</p> <p>Die Minimaleffizienz für die Stromproduktion sollte 10% netto betragen.</p>

2.3. Herkunftsnachweisverordnung

Allgemeine Kommentare

- Wichtig ist die Kompatibilität mit der europäischen Konvention. Die HKN ist ein guter Link ins Ausland, den die Schweiz weiter pflegen sollte, mit oder ohne Stromabkommen mit der EU.
- Wichtig ist auch, dass das BFE die Strafverfahren durchführen würde, falls es solche geben wird.

2.4. Stromversorgungsverordnung

Allgemeine Kommentare

- **Artikel 8a** ist zu begrüßen. Er ermöglicht die Digitalisierung des Messwesens auf Seite der Endverbraucher und der Erzeuger. Insbesondere bei den Erzeugern sollte die Datenerfassung und -meldung möglichst schnell, vollständig und durchgängig digitalisiert werden. Nur dann sind Massnahmen in Bezug auf Netzstabilisierung (z.B. Regelenergie, Demand Side Management) und Effizienzsteigerung umsetzbar. Diese Daten müssen auch der Vollzugsstelle gemäss EnG Art. 64 zur Abwicklung der Herkunftsnachweise und Förderaufgaben (beschrieben in EnG Art. 63) zugänglich gemacht werden.
- Besondere Aufmerksamkeit ist **Artikel 22** zu schenken. Die Netzverstärkungen als Folge der vermehrt dezentralisierten Produktion sind notwendig, jedoch durch konsequente Umsetzung von *Artikel 8a* voraussichtlich weniger umfangreich als ohne aktives Regelmanagement. Wenn Netzverstärkungen trotz Demand Side Management und dezentralen Speicher notwendig sind, dann sollen die Kosten dafür durch die nationale Netzgesellschaft Swissgrid getragen werden. Swissgrid soll, zur Erhöhung der Kostentransparenz auf Seite der Endkunden, diese Kosten aber neu separat ausweisen, nicht mehr als Teil der üblichen Systemdienstleistungen.

Spezifische Änderungsvorschläge

Verordnungstext	Änderungsantrag	Bemerkungen / Kommentare
<p>Art. 31e Übergangsbestimmungen zur Änderung vom XX.XX.XXXX</p> <p>¹ Bei Inkrafttreten der Änderung vom xx.xx.xxxx bereits installierte Messeinrichtungen,wenn sie eine neue Erzeugungsanlage an das Elektrizitätsnetz anschliessen.</p>	<p>Art. 31e Übergangsbestimmungen zur Änderung vom XX.XX.XXXX</p> <p>¹ Bei Inkrafttreten der Änderung vom xx.xx.xxxx bereits installierte Messeinrichtungen,wenn sie eine neue Erzeugungsanlage an das Elektrizitätsnetz anschliessen.</p> <p><u>Zusatz:</u> Für alle Produzenten, welche am Einspeisevergütungssystem nach EnG Art. 19 oder an der Direktvermarktung nach EnG Art. 21 teilnehmen, oder die auf der Basis der alten Gesetzgebung eine periodisch wiederkehrende Vergütung über mehrere Jahre erhalten (Mehrkostenfinanzierung, Kostendeckende Einspeisevergütung) wird eine möglichst kurze Übergangsfrist angesetzt, bis ein intelligentes Messsystem gemäss Art. 8a installiert sein muss.</p>	<p>Die Digitalisierung wird unaufhaltsam und noch stärker kommen, auch in der Schweiz. Die Schweiz darf hier nicht abfallen oder sich den Entwicklungen verschliessen.</p> <p>Um für die Vergütungsprozesse maximal mögliche Effizienz zu erreichen, muss bei der Abwicklung dieser wiederkehrenden Vergütungen die gesamte Kette von der Produktionsanlage bis zur Auszahlung der Vergütung komplett geschlossen werden.</p> <p>Die heutige IT-Technologie erlaubt eine komplette Automatisierung.</p>

2.5. CO₂-Verordnung

Allgemeine Kommentare

- Zu den **Artikeln 2 bis 37**, Emissionsvorschriften für Personenwagen, Lieferwagen, Importeure von Fahrzeugen: Grundsätzlich kann über eine **höhere Abgabe auf Treibstoffen (Benzin und Diesel)** eine Lenkungswirkung besser erzielt werden. Diese Abgabe wäre sowohl linear verursachergerecht (je Liter Verbrauch von fossilem Treibstoff) als auch spezifisch in dem Teilbereich wirksam, wo direkt hoher Nutzen erzielt werden kann (weniger Privatverkehr, mehr öffentlicher Verkehr, mehr Mittel zum Erhalt der Infrastruktur).
- Zu den **Artikeln 112 bis 113b**, welche die Geothermie für die Wärmebereitstellung betreffen, gibt es folgenden Hinweis: Generell sollten die **Begriffe und Definitionen** mit denjenigen in der EnV und der EnFV abgeglichen werden, wo das Thema Geothermie ebenfalls behandelt wird.
- Zu **Artikel 112** (Geothermie für die Wärmebereitstellung) ist noch eine Grundsatzfrage zu stellen: Hier muss ein sinnhafter Bezug und Abgleich zur **EnV Art. 25 bis Art.29** sowie **EnFV Anhang 1.4** gemacht werden. Es geht in allen drei Verordnungen um dieselbe Thematik, aber die Regulierungsdichte ist in der EnV und EnFV deutlich geringer. Begründung: Bei den heute zur KEV angemeldeten Geothermieprojekten ist die Wahrscheinlichkeit relativ hoch, dass durch sie letztendlich lediglich eine gute Wärmequelle erschlossen wird. Die Wahrscheinlichkeit, dass die physikalischen Eigenschaften am Bohrlochkopf für eine effiziente Stromproduktion geeignet sind, ist eher gering. Ergo behandelt die CO₂-Verordnung in Art.112 eigentlich die identische Thematik wie EnV Art. 25 – 29 und EnFV Anhang 1.4. Der Abgleich und die Zusammenführung aller Regulierungen zum Thema Geothermie wäre sinnvoll.

Spezifische Änderungsvorschläge

Verordnungstext	Änderungsantrag	Bemerkungen / Kommentare
	<p><u>Neuformulierung des gestrichenen Art. 26:</u></p> <p>Für Personenwagen, Lieferwagen oder leichte Sattelschlepper setzt das BFE die massgebenden CO₂-Emissionen um den Prozentsatz des biogenen Anteils des entsprechenden schweizerischen Treibstoffs tiefer an.</p>	<p>Die Akademien der Wissenschaften Schweiz begrüssen die Fortschreibung der CO₂-Ziele für Personenwagen und Lieferwagen /leichte Sattelschlepper, sind aber mit der Streichung des bestehenden Artikels 26 (Anrechnung des biogenen Anteils am Erdgas) nicht einverstanden, bzw. schlagen eine neue, für alle Treibstoffsysteme geltende Formulierung zur Berücksichtigung des Anteils erneuerbarer Energie.</p> <p>Begründung: Die CO₂-Minderung im Strassenverkehr hängt für alle Antriebskonzepte primär mit der Verwendung von erneuerbarer Energie zusammen. Dieser Aspekt wurde bisher einzig im nunmehr gestrichenen Art. 26 berücksichtigt. Diese Streichung macht aus wissenschaftlicher Sicht im Kontext der CO₂-Verordnung deshalb überhaupt keinen Sinn. Da die CO₂-Emissionen gemäss Typengenehmigung denjenigen mit 100% fossilem Treibstoff entsprechen, wird bei Fahrzeugen, die teilweise mit erneuerbaren Treibstoffen betrieben werden, eine zu hohe CO₂-Emission eingesetzt, was eine klare und signifikante Benachteiligung solcher Lösungsansätze darstellt.</p>
<p>Art. 113 Absatz 2 Gesuch</p> <p>² Gesuche können erst dann eingereicht werden, wenn die für das Projekt notwendigen Bewilligungen oder Konzessionen rechtskräftig vorliegen und wenn die Finanzierung des Projekts gesichert ist.</p>	<p>Art. 113 Absatz 2 Gesuch</p> <p>² Gesuche können erst dann eingereicht werden, wenn die für das Projekt notwendigen Bewilligungen oder Konzessionen rechtskräftig vorliegen.</p>	<p>Der Sinn und Zweck von Gesuchen ist, dass der Projektant mit der Förderzusage des BFE die Finanzierung vorbereiten kann. Die Finanzierung folgt dem Gesuch, nicht umgekehrt. Andernfalls muss der Projektant eine erhebliche Vorleistung erbringen und das finanzielle Risiko zur Vorbereitung des Projektes selber tragen.</p>

Verordnungstext	Änderungsantrag	Bemerkungen / Kommentare
<p>Anhang 12 (zu Art. 112 Beitrags- berechtigung)</p> <p>3.4 Vertrag 4.4 Vertrag</p> <p>...</p> <p>d. die unentgeltliche Übertragung der Anlage auf den Bund und die Einräumung eines Kaufrecht am Grundstück zugunsten des Bundes, wenn ein Projekt nicht weiterverfolgt und auch nicht anderweitig genutzt wird.</p>	<p>Anhang 12 (zu Art. 112 Beitrags- berechtigung)</p> <p>3.4 Vertrag 4.4 Vertrag</p> <p>...</p> <p><u>Streichen:</u> Ziffer d sowohl in Absatz 3.4 als auch in Absatz 4.4.</p>	<p>Es ist nicht ersichtlich, wieso ein Grundstück nach einem abgebrochenen Bohrversuch überhaupt, und dann noch unentgeltlich oder mittels Vorkaufsrecht an den Bund übertragen werden sollte. Eine Weiternutzung durch den Bund erscheint unrealistisch. Zudem eröffnen sich Nachnutzungsmöglichkeiten nicht unmittelbar sofort nach einem Projektabbruch.</p>

2.6. Landesgeologieverordnung

Allgemeine Kommentare

- Die Kenntnisse über den Untergrund der Schweiz in tieferen Lagen sind sehr lückenhaft. Geologische Erkundungen zur Erweiterung dieses Wissens und die zentrale Datenerfassung sind daher grundsätzlich zu begrüssen.
- Das Potenzial der tiefen Geothermie in der Schweiz ist noch nicht abgeklärt. Sicher kann ein Beitrag zur Wärmegegewinnung erzielt werden. Offen ist hingegen, ob die Stromproduktion technisch machbar und ökonomisch sinnvoll sein kann (marktfähige Kosten und Stromproduktionsmengen).
- In diesem Zusammenhang ist zu begrüssen, dass neu die Erkundungsbemühungen stärker gefördert und die Kostengarantien bei Bohrversuchen ausgeweitet werden. Ob hingegen die Vergütung der Stromproduktion mit 22 bis 47 Rp/kWh (je nach Grösse und Technologie) zukunftsorientiert sinnvoll ist, scheint fraglich. Zudem muss eine Geothermieranlage, ohne Nutzung der Restwärme, nur gerade 5% Stromeffizienz erreichen, um eine volle Förderung zu erhalten, was sehr tief ist. Eine Grenze von 10% wäre sinnvoller.

3. Erarbeitungsprozess, Liste der Mitwirkenden und Träger

Die Stellungnahme der Akademien der Wissenschaften Schweiz a+ stützt sich auf eine Sitzung des Projekt-Teams, an der das Konzept und die Beiträge zur Stellungnahme besprochen und das weitere Vorgehen festgelegt wurden. Die Einladung der Experten erfolgte in einem offenen Aufruf. Ein erster Entwurf wurde an die Experten versandt und ihre Beiträge wurden anschliessend in einem mehrstufigen, iterativen Prozess in die endgültige Version eingearbeitet. Die endgültige Version wurde am 28. April 2017 zu Händen des Präsidiums der Akademien der Wissenschaften Schweiz verabschiedet. Dieses genehmigte die Vorliegende Version am 4. Mai 2017.

Die folgenden Personen haben an der Ausarbeitung mitgewirkt und stützen die Stellungnahme mit ihrem Namen:

Tony Kaiser (SATW, Koordination)
 Silvia Banfi Frost (EWZ)
 François Cellier (Prof. emer. ETH Zürich)
 René Burkhard (Swissgrid)
 Christian Schaffner (ESC ETH Zürich)
 Daniel Favrat (Prof. emer. EPF Lausanne)
 Christian Bach, Patrik Soltic (EMPA Dübendorf)

Vicente Carabias, Merla Kubli, Silvia Ulli-Beer und Juliana Zapata (ZHAW Institut für Nachhaltige Entwicklung)

Regina Betz, Reto Schleiniger, Andreas Abegg (ZHAW School of Management and Law)

Martin Saar, Hans-Olivier Schiegg (Geophysik ETH Zürich)

Severin Hohler (Verein Geothermische Kraftwerke Schweiz)

Jodok Guntern (Forum Biodiversität der Akademie der Naturwissenschaften Schweiz SCNAT)

Redaktion der Stellungnahme

Tony Kaiser, SATW

Marianne Weinmann, Leiterin Administration SATW

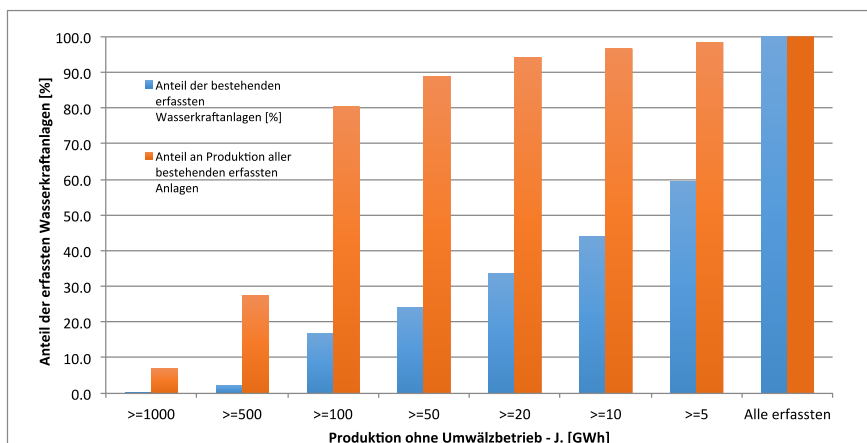
Anhang 1:

Auswertung bestehender Wasserkraftanlagen im Hinblick auf die Festlegung der Grenzwerte von Wasserkraftanlagen von nationalem Interesse (Art. 8 EnV).

Die Bestimmung der genauen Werte sollte basierend auf einem Vergleich zwischen der mittleren erwarteten jährlichen Produktion der Anzahl Wasser-/Windkraft-Anlagen von nationalem Interesse und der gesamtschweizerischen mittleren erwarteten jährlichen Produktion durch alle Energieproduktionsanlagen erfolgen. Dabei soll berücksichtigt werden, welche Anzahl Anlagen (entspricht Standorten mit Auswirkungen) für die Sicherung einer bestimmten minimal notwendigen Produktion nötig sind und wie sich dies auf andere Interessen (Raumplanung, Umwelt, Natur,...) auswirkt.

Dazu ein Beispiel anhand der Statistik der Wasserkraftanlagen. Optimalerweise sollte ein solcher Vergleich mit der gesamtschweizerischen Energieproduktion durchgeführt werden. Die Analyse zeigt (siehe Abbildung), dass mit dem vorgeschlagenen Schwellenwert (10 GWh) für bestehende Wasserkraftanlagen 97% der Produktion aller erfassten Wasserkraftanlagen abgedeckt würde und 44% der erfassten Wasserkraftanlagen die Bezeichnung „von nationalem Interesse“ erhielten. Würde man den Schwellenwert auf 50GWh erhöhen, wäre immer noch 89% der Produktion aller erfassten Wasserkraftanlagen abgedeckt. Gleichzeitig würde aber der Anteil Wasserkraftanlagen bzw. der Anteil Standorte mit potentiellen Auswirkungen auf Umwelt und Landschaft fast halbiert werden (von 44 auf 24%) beziehungsweise an diesen Standorten würde eine herkömmliche Interessenabwägung durchgeführt werden müssen.

Bei einer Erhöhung auf 100 GWh wären immer noch 80% der Produktion abgedeckt (16% aller Anlagen).



Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (Stand 1.1.2016). In der Statistik sind alle Zentralen erfasst:

- a) mit einer maximal möglichen Leistung (Engpassleistung) ab Generator von mindestens 300 kW, oder
- b) mit einer maximal möglichen Leistungsaufnahme der Pumpenmotoren von mindestens 300 kW.

Datenquelle: http://www.bfe.admin.ch/themen/00490/00491/index.html?lang=de&dossier_id=01049