

Bundesamt für Energie
Sektion Marktregulierung
3003 Bern

Per E-Mail an: stromva@bfe.admin.ch

Bern, 20. Dezember 2018 - SB

Stellungnahme anlässlich der Vernehmlassung: Revision des Stromversorgungsgesetzes

Sehr geehrte Damen und Herren

hotelleriesuisse dankt Ihnen für die Möglichkeit im Rahmen der laufenden Vernehmlassung zur Revision des Stromversorgungsgesetzes Stellung zu nehmen. Gerne unterbreiten wir Ihnen im Folgenden unsere Position.

1. Vorbemerkung

hotelleriesuisse ist das Kompetenzzentrum für die Schweizer Beherbergungsbranche und vertritt als Unternehmerverband die Interessen der innovativen und nachhaltigen Beherbergungsbetriebe der Schweiz. Seit 1882 steht hotelleriesuisse gemeinsam mit seinen rund 3'000 Mitgliedern, davon über 2'000 Hotelbetriebe, für eine qualitätsbewusste und vorausschauende Schweizer Beherbergungswirtschaft. Allein die klassische Hotellerie, als standortgebundene Exportbranche und Rückgrat des Tourismus, erwirtschaftet einen jährlichen Umsatz von über 7,5 Mrd. Franken und beschäftigt knapp 80'000 Mitarbeitende. Gemäss Satellitenkonto 2017 erzielt der Tourismus mit einer Nachfrage von 44 Mrd. Franken eine direkte Bruttowertschöpfung von über 18 Mrd. Franken – was einem Anteil von 2,9 Prozent an der gesamtwirtschaftlichen direkten Bruttowertschöpfung der Schweiz entspricht. Der Tourismus gehört zudem zu den fünf wichtigsten Exportbranchen der Schweiz. Die Mitgliederbetriebe von hotelleriesuisse verfügen über zwei Drittel des diesbezüglichen Schweizer Bettenangebotes und generieren damit rund drei Viertel der entsprechenden Logiernächte. Als Dachverband von 13 regionalen Verbänden ist hotelleriesuisse in allen Landesteilen und Sprachregionen präsent und beschäftigt rund 100 Mitarbeitende.

2. Ausgangslage

Mit der Revision des Stromversorgungsgesetzes soll die Schweizer Stromversorgung an die Entwicklung der europäischen Strommärkte und der regulatorische Rahmen an die Energiestrategie 2050 angepasst sowie der Strommarkt vollständig geöffnet werden. Die volle Marktöffnung dient zur Verbesserung der Effizienzanreize, der Schaffung gleichlanger Spiesse für alle Stromkunden und der Ermöglichung von Wahlfreiheit für alle Stromverbraucher. Die Strommarkt-Liberalisierung ist zudem Bedingung für eine einstweilige Teilnahme am europäischen Strommarkt-Abkommen. Der Energiestrategie 2050 wird Rechnung getragen, indem die erneuerbaren und einheimischen Energien in das Grundversorgungsangebot

eingebunden werden. Zudem macht der erhebliche Netzausbau in den kommenden Jahren Anpassungen an die Netzregulierung nötig. Für die Gewährung der Versorgungssicherheit soll im Weiteren eine marktbasierte Speicherreserve geschaffen werden. Auch wenn – gemäss einer Untersuchung im Auftrag des BfE – aus heutiger Sicht die Versorgungssicherheit bis 2035 gegeben sein sollte, dient diese Reserve als Absicherung gegenüber unerwarteten Engpässen.

3. Grundsätzliche Position von hotelleriesuisse

hotelleriesuisse hat sich bereits in vergangenen Vernehmlassungen für eine Öffnung des Strommarktes ausgesprochen. In der Beherbergungsbranche waren viele kleinere Betriebe bisher vom freien Strommarkt ausgeschlossen. Um eine Ungleichbehandlung von KMU-Betrieben künftig zu vermeiden und gleichlange Spiesse für alle Stromverbraucher zu schaffen, ist die vollständige Marktöffnung zu unterstützen. Zu begrüssen ist ebenfalls die Möglichkeit, dass die Kleinverbraucher wahlweise auch in der Grundversorgung bleiben oder dorthin zurückkehren können. Der Wechsel sollte dabei mit möglichst geringen administrativen und finanziellen Aufwänden verbunden sowie mindestens jährlich möglich sein.

Oberstes Kriterium für die Beherbergungsbranche ist die Gewährung einer sicheren und kostengünstigen Stromversorgung. Der Strompreis ist von einer Vielzahl von Variablen abhängig, der Einfluss des Marktdesigns ist dabei eine von vielen Komponenten. Wichtig ist es daher sicherzustellen, dass weder bei den Preis- noch bei den Tarifstrukturen schwerwiegende Erhöhungen zulasten der Verbraucher drohen. Die Beherbergungswirtschaft ist bereits jetzt einem hohen Kostendruck ausgesetzt, der mit der nun vorliegenden Revision im Strombereich nicht übermässig ansteigen sollte. Aus diesem Grund müssen die Regulatoren über die richtigen Instrumente verfügen, um die Preise beobachten und Missbräuche nötigenfalls bekämpfen zu können.

Die vorliegende Ausgestaltung der Revision des Stromversorgungsgesetzes scheint den verschiedenen Ansprüchen innerhalb des komplexen Strommarkts gerecht zu werden. Sie ist deshalb zu unterstützen, auch wenn sich letztlich aufgrund der hohen Komplexität erst nach mehrjähriger Praxis zeigen wird, in welche Richtung sich der schweizerische Strommarkt bewegen wird.

Nachfolgend nehmen wir zu ausgewählten Elementen der Reform kurz Stellung.

4. Grundversorgung mit Schweizer Strom aus erneuerbarer Energie

Um die Erneuerbaren auszubauen und der Energiestrategie 2050 Rechnung zu tragen, soll in der Grundversorgung ein Produkt angeboten werden, dass «ausschliesslich aus einheimischer und überwiegend aus erneuerbarer Energie» besteht. Dieser Schritt erscheint als logische Konsequenz der von der Stimmbevölkerung beschlossenen Energiewende, die den künftigen Wegfall der Atomenergie zu beträchtlichem Teil mit Energie aus Erneuerbaren kompensieren muss. Insofern ist diese Massnahme folgerichtig und legitim, auch wenn dadurch möglicherweise die Kosten in der Grundversorgung steigen werden. Entscheidend ist deshalb, dass im freien Markt auch genügend Angebote bestehen werden, die günstigen Strom vermitteln. Der Vorteil einer marktbasierten Einbindung erneuerbarer Energie sollte im Verzicht auf langfristige Fördermittel liegen, die aus gesamtwirtschaftlicher Optik ineffizient und damit teurer sein dürften.

5. Langfristige Versorgungssicherheit der Schweiz und Speicherreserve

Mit Blick auf die langfristige Versorgungssicherheit wird klar, dass die Einbindung der Schweiz in den europäischen Strommarkt absolut zentral ist. Denn die knappe Versorgung im Winter und die Sicherstellung von günstigen Stromangeboten dürfte langfristig nur mithilfe von

ausländischem Strom möglich bleiben. Die vollständige Liberalisierung des Strommarkts ist wiederum Bedingung für den möglichen Abschluss eines solchen Abkommens mit der EU, weshalb dieser Schritt – nebst dem Aspekt der Schaffung gleichlanger Spiesse für alle Stromkunden - unabdingbar ist.

Indes ist nicht gesichert, ob der Abschluss eines Stromabkommens gelingen wird. Angesichts des ungewissen Ausgangs bezüglich des Rahmenabkommens scheint der Abschluss neuer bilateraler Verträge derzeit nur schwer möglich. Gleichzeitig würden aber die wegen der Energiewende drohende Stromlücke und die Entwicklungen im europäischen Strommarkt (Coupling, etc.) eine rechtlich abgesicherte Einbindung der Schweiz in den Europamarkt langfristig notwendig machen. Wie dieses derzeitige Dilemma dereinst aufgelöst werden soll, erscheint aus heutiger Sicht noch recht nebulös. Dabei kann nur immer wieder auf die hohe Bedeutung einer sicheren und kostengünstigen Stromversorgung für die Wirtschaft, aber auch für die Privatkunden hingewiesen werden.

Die Schaffung einer Speicherreserve wird von hotelleriesuisse unterstützt. Angesichts drohender preislicher Implikation sollte diese Reserve in Form eines schlanken Markteingriffs erfolgen. Diese Bedingung scheint in der vorliegenden Revision erfüllt. Richtig ist auch, dass keine zusätzlichen Anreize für gesteigerte Kapazitäten geschaffen werden, da diese in der Schweiz bereits in genügendem Masse vorhanden sind.

Wir danken Ihnen für die Kenntnisnahme unserer Position und stehen Ihnen für weitere Fragen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

hotelleriesuisse



Claude Meier
Direktor



Christophe Hans
Leiter Wirtschaftspolitik

E-Mail an:

Bundesamt für Energie BFE
stromvg@bfe.admin.ch

08.01.2019

Vernehmlassungsantwort

Änderung des Stromversorgungsgesetzes (volle Strommarktöffnung, Speicherreserve und Modernisierung der Netzregulierung)

Sehr geehrte Damen und Herren

GastroSuisse, der grösste gastgewerbliche Arbeitgeberverband für Hotellerie und Restauration mit rund 20'000 Mitgliedern (Hotels, Restaurants, Cafés, Bars etc.) in allen Landesgegenden, organisiert in 26 Kantonalsektionen und vier Fachgruppen, nimmt zu den vorgelegten Änderungen des Stromversorgungsgesetzes gerne wie folgt Stellung:

1. Allgemeine Würdigung

Der Dachverband befürwortet die volle Strommarktöffnung. Dadurch erhalten kleine Endverbraucher ebenfalls die Möglichkeit, auf den freien Markt zu wechseln. Die aktuelle Teilmarktöffnung stellt eine Marktverzerrung dar, die Strombezüger mit einem Verbrauch von unter 100 MWh/Jahr benachteiligt. Davon betroffen sind kleine und mittlere Unternehmen (KMU) und Haushalte. Das Gastgewerbe weist einen sehr hohen Anteil an KMU auf. Durch die Ungleichbehandlung können sie nicht von den aktuell tieferen Preisen auf dem freien Markt profitieren.

Unabhängig von der Strompreisentwicklung entstehen auf dem freien Markt neue Produkte und Geschäftsmodelle. Endverbraucher werden individuell auf sie zugeschnittene Verträge abschliessen können. Zudem erlaubt die volle Strommarktliberalisierung nun auch den KMU, von diesen neuen Angeboten zu profitieren. Somit werden gleich lange Spiesse geschaffen. Durch den verstärkten Wettbewerb dürften Innovationsanreize aber nicht nur zu neuen Angeboten führen, sondern längerfristig auch tiefere Preise ermöglichen.

Dies ist dringend nötig. Denn gerade im Gastgewerbe herrscht ein hoher Kostendruck. Restaurants und Hotels haben im Vergleich zur internationalen Konkurrenz mit hohen Personal- und Warenkosten zu kämpfen. Das Gastgewerbe ist als energieintensive Branche stark von der Entwicklung des Strompreises betroffen. Die allgemeinen Betriebskosten betragen in der Restauration und Hotellerie rund 12 % - davon machen die Stromkosten einen wesentlichen Anteil aus. Kosten, welche den Stromlieferanten aufgrund der vollen Marktöffnung entstehen (bspw. Ausgaben für Marketing), dürfen keinesfalls auf die Endverbraucher abgewälzt werden. GastroSuisse begrüsst insbesondere die Festlegung von verursachergerechten Messtarifen gemäss Art. 17a Abs. 2. Auf diese Weise soll sichergestellt werden, dass kleine Endverbraucher nicht überproportional belastet werden.

Laut des erläuternden Berichts beziehen aktuell über zwei Drittel der Endverbraucher ihren Strom auf dem freien Markt. Dies entspricht etwa 80 % der Gesamtenergie. Die Tendenz zeigt, dass ein Wechsel auf den freien Markt für viele Betriebe attraktiv ist. Die Grundversorgung muss jedoch jederzeit sichergestellt werden. Es darf kein Endverbraucher zu einem Wechsel auf den freien Markt gezwungen werden. Wichtig ist auch der Grundsatz der Ersatzversorgung (Art. 7 StromVG). Bei Ausfall des Stromlieferanten oder Problemen beim Vertragswechsel muss stets und unverzüglich die Aufnahme durch den Grundversorger garantiert werden. Ausserdem muss es dem Strombezüger mindestens einmal pro Jahr möglich sein, den Stromlieferanten zu wechseln oder allenfalls wieder in das

GastroSuisse

Für Hotellerie und Restauration
Pour l'Hôtellerie et la Restauration
Per l'Albergheria e la Ristorazione

Wirtschaftspolitik

Blumenfeldstrasse 20 | 8046 Zürich
T +41 44 377 53 52 | F +41 44 377 55 82
wipo@gastrosuisse.ch | www.gastrosuisse.ch

Grundversorgungsmodell zurückzukehren. Der Lieferantenwechsel gemäss Art. 13a StromVG ist unbürokratisch zu gestalten, sodass für die KMU keine zusätzlichen Aufwände und anderweitige Kosten entstehen.

Schliesslich ist die Schweizer Wirtschaft grundsätzlich auf die Stromversorgungssicherheit angewiesen. Die Integration in den europäischen Strommarkt stellt einen wichtigen Schritt zur Verbesserung der Versorgungssicherheit dar. Darüber hinaus ist die Schweiz als saisonale Stromproduzentin mit einem hohen Anteil an Wasserkraft stark auf den Stromhandel mit der Europäischen Union angewiesen. Die volle Strommarktöffnung in der Schweiz stellt hierfür eine zentrale Voraussetzung dar. Als weitere Massnahme zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit wird auch die geplante Speicherreserve gemäss Art. 8a StromVG begrüsst. Es braucht jedoch mit Blick auf den nahenden Ausstieg aus der Kernenergie weitere Massnahmen, um die Stromversorgungssicherheit langfristig sicherzustellen.

2. Forderungen

Aus den genannten Gründen befürwortet GastroSuisse die volle Strommarktliberalisierung unter Berücksichtigung folgender Forderungen.

- **Den KMU soll es durch die volle Strommarktöffnung ebenfalls möglich sein, von tieferen Marktpreisen und neuen Produkten auf dem freien Markt zu profitieren.**
- **Der Wechsel auf den freien Markt bleibt für kleine Endverbraucher freiwillig. Sie können in der Grundversorgung verbleiben und werden bei Lieferantenproblemen vom Grundversorger aufgefangen (Art. 7 StromVG).**
- **Dem Strombezüger muss es mindestens einmal pro Jahr gestattet sein, zwischen Anbietern auf dem freien Markt sowie der Grundversorgung zu wählen.**
- **Beim Lieferantenwechsel dürfen dem Strombezüger keine zusätzlichen Kosten und Aufwände entstehen (betrifft insbesondere Art. 13a Abs. 2 sowie Art. 17a Abs. 2 StromVG).**

3. Änderungen

GastroSuisse schlägt eine Ergänzung des Art 13a um einen dritten Absatz vor.

Art. 13a

³ Der Lieferantenwechsel ist mindestens einmal pro Jahr möglich.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen.

Freundliche Grüsse

GastroSuisse



Casimir Platzer
Präsident



Daniel Borner
Direktor

GastroSuisse

Für Hotellerie und Restauration
Pour l'Hôtellerie et la Restauration
Per l'Albergheria e la Ristorazione

Wirtschaftspolitik

Blumenfeldstrasse 20 | 8046 Zürich
T +41 44 377 53 52 | F +41 44 377 55 82
wipo@gastrosuisse.ch | www.gastrosuisse.ch

An das
Bundesamt für Energie
CH-3003 Bern

Mellingen, 8. Januar 2019

Swissmig Stellungnahme zur Revision des Stromversorgungsgesetzes (volle Strommarktöffnung, Speicherreserve und Modernisierung der Netzregulierung).

Sehr geehrte Damen und Herren des BFE,

Wir danken Ihnen für die Einladung zur Revision des Stromversorgungsgesetzes Position zu nehmen.

Stromversorgungsgesetz (StromVG)

Im Allgemeinen begrüsst Swissmig die eingeführten Änderungen im Stromversorgungsgesetz. Die volle Strommarktöffnung sowie die Einführung der Sunshine-Regulierung führen zu mehr Wettbewerb, was wiederum den Effizienzgedanken bei den Verteilnetzbetreibern steigert.

Folgende Positionen erachten wir als besonders wichtig und möchten folgende allfällige Anpassungsvorschläge unterbreiten:

Anrechenbare Kapitalkosten Art. 12

Die Swissmig begrüsst diesen Artikel hinsichtlich der Vergleichbarkeit der verschiedenen Messgerätehersteller. Da die Messtarife einzeln ausgewiesen werden müssen und dadurch die Transparenz zunimmt, erhofft sich die Swissmig einen fairen Vergleich der verschiedenen Technologien. Weiter ist die Swissmig überzeugt, dass die geschaffene Transparenz eine Effizienzsteigerung bei den Verteilnetzbetreibern hervorruft.

Wechselprozesse Art. 13

Die Swissmig begrüsst diesen Artikel, da die Umsetzung eine moderne Messinfrastruktur mit den entsprechenden technologischen Eigenschaften voraussetzt.

Netznutzungsentgelt und Netznutzungstarife Art. 14

Damit im Umfeld eines vollständig geöffneten Strommarktes die Netznutzungskosten weiterhin verursachergerecht verrechnet werden können, bedarf es einer flexiblen Gestaltung des Netznutzungstarifes. Eine Erhöhung der Leistungskomponente ist deshalb zwingend notwendig und wird von Swissmig begrüsst. Mit den entsprechenden Technologien unterstützt die Industrie, die Umsetzung neuer dynamischer Tarifmodelle. Zwecks unternehmerischer Freiheit für die Verteilnetzbetreiber, erachtet die Swissmig eine weitere Reduktion des Arbeitsteiles als sinnvoll.

Anrechenbare Netzkosten Art. 15

Die Swissmig begrüsst diesen Artikel und insbesondere die anrechenbaren Kosten für innovative Massnahmen für intelligente Netze. Swissmig erwartet vom Bundesrat insbesondere, dass innovative Massnahmen für intelligente Netze in einer angemessenen Höhe gefördert werden, wie dies bereits in der Stellungnahme zu den Änderungen auf Verordnungsstufe zur Strategie Stromnetze vom 3. September 2018 seitens Swissmig gefordert wurde.

Datenaustausch und Informationsprozesse Art. 17b

Die Swissmig begrüsst, dass der Bundesrat den zeitlichen Ablauf und die Form der Übermittlung, das Datenformat sowie den näheren Inhalt der zur Verfügung zu stellenden Daten und Informationen regeln kann. Im Sinne der Effizienz schlägt die Swissmig vor, dass in naher Zukunft der standardisierte Datenaustausch via SDAT erfolgt.

Veröffentlichung von Qualitäts- und Effizienzvergleichen Art. 22a

Die Swissmig unterstützt die Schaffung eines Qualitäts- und Effizienzvergleiches für die Verteilnetzbetreiber. Begründet durch die Zunahme von Umrichtertechnologien ist der Verteilnetzbetreiber vermehrt mit Spannungsqualitätsproblemen konfrontiert. Swissmig schlägt deshalb zusätzlich folgende Vergleichsgrössen vor.

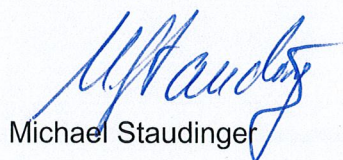
- Häufigkeit der Verletzung der Versorgungsqualität gemäss EN50160
- Kosten zur Aufrechterhaltung der Spannungs-/Stromqualität

Swissmig ersucht das BFE um eine Berücksichtigung der Swissmig-Vorschläge und hofft, dass das BFE die richtigen Rahmenbedingungen sicherstellen wird, sodass die Strategie Stromnetze erfolgreich umgesetzt wird.

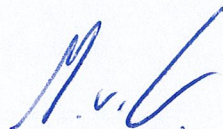
Swissmig setzt sich für die Interessen der Schweizer Anbieter von Technologielösungen für Smart Metering und Smart Grid ein und vertritt diese auch in der gesamten Wertschöpfungskette Smart Metering/Smart Grid. Der Verein zählt 35 Firmen zu seinen Mitgliedern.

Freundliche Grüsse

Verein Smart Grid Industrie Schweiz Swissmig



Michael Staudinger
Mitglied des Vorstandes



Martin von Ew
Leiter Arbeitsgruppe Politik

ECO SWISS
Spanweidstrasse 3
CH-8006 Zürich
Tel. +41 43 300 50 70
E-Mail: info@eco-swiss.ch
Internet: www.eco-swiss.ch

Bundesamt für Energie
Sektion Marktregulierung
3003 Bern

Mail: stromvg@bfe.admin.ch

Zürich, 14. Januar 2019
Is/pl

Revision des Stromversorgungsgesetzes (volle Strommarktöffnung, Speicherreserve und Modernisierung der Netzregulierung): - Stellungnahme ECO SWISS

Sehr geehrte Damen und Herren

Besten Dank für die Einladung, zur Revision dieses Gesetzes Stellung nehmen zu dürfen.

Im Januar 2015 hat ECO SWISS die vorgesehene Liberalisierung des Strommarktes in einer Stellungnahme begrüsst. Wir haben geschrieben, dass es im Interesse der Schweiz und ihrer Wirtschaft liegt, dass dieser Markt endlich voll geöffnet wird. Die vorgesehene Öffnung für Anfang 2018 wurde jedoch nicht realisiert.

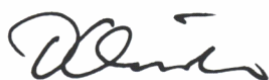
In der vorliegenden Gesetzesänderung ist kein Zeitpunkt für das Inkrafttreten angegeben (der Bundesrat bestimmt das Inkrafttreten), was etwas befremdlich ist. ECO SWISS befürwortet eine schnelle Einführung.

Die Beurteilung der folgenden Punkte ist grösstenteils für uns nicht möglich, da die komplexen Zusammenhänge nur für Experten verständlich sind. Aus dem erläuternden Bericht (99 Seiten) geht nicht hervor, was harte Fakten sind und was Wunschdenken ist.

- Rahmenbedingungen für die vollständige Strommarktöffnung und Ausgestaltung der Grundversorgung
- Rolle eines nationalen Datahubs für einen effizienten Datenaustausch im offenen Strommarkt
- Ausgestaltung der Speicherreserve
- Ausgestaltung und Effizienzwirkungen der Sunshine-Regulierung
- Ausgestaltung der Flexibilitätsregulierung
- Öffnung des Messwesens

ECO SWISS verzichtet auf eine Stellungnahme zu den 6 obigen Punkten.

Freundliche Grüsse

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Daniel Christen'.

Dr. Daniel S. Christen
Geschäftsführer ECO SWISS

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Hans Peter Isenring'.

Dr. Hans Peter Isenring
Präsident TK ECO SWISS

ECO SWISS – Die Umweltschutzorganisation der Schweizer Wirtschaft – geht auf das Gründungsjahr 1969 zurück und umfasst heute 12 Branchen- und rund 220 Einzelmitglieder. ECO SWISS informiert und unterstützt seine Mitglieder bei der Umsetzung der Arbeitssicherheits- und Umweltgesetzgebung und vertritt ihre Interessen bei Politik und Behörden.

Bundesamt für Energie
Sektion Marktregulierung
3003 Bern

15. Januar 2019

Stellungnahme zur Revision StromVG

Sehr geehrte Damen und Herren

Der VAS begrüsst die Überarbeitung des StromVG und anerkennt die vom Bundesrat und Behörden geleistete Vorarbeit.

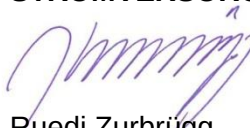
Der Verband Aargauischer Stromversorger hat unter Mithilfe seiner Mitglieder den vorgeschlagenen Entwurf der Revision StromVG umfassend geprüft. Die beiliegende Stellungnahme bündelt die Meinungen der Mehrheit unserer Mitglieder.

Im Gesetzesentwurf ist zu interpretieren, dass die Verteilnetzbetreiber nicht transparent sind, keine angemessene Qualität liefern und nicht effizient arbeiten. Diese Aussagen in einem Gesetzestext zu finden erachten wir als unangebrachte Geringschätzung für das tägliche Engagement der rund 100 Aargauer Stromversorger mit ihren 2'500 Mitarbeitenden. Es sind Netzelektriker, Kundendienstmitarbeitende, Netzplaner oder Lernende in über 10 Berufsrichtungen welche täglich dafür sorgen, dass der Strom exakt dann da ist wenn der Kunde ihn braucht.

Wir bedanken uns für Ihre aufmerksame Prüfung und Berücksichtigung unserer Anliegen und stehen Ihnen bei Fragen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

**VERBAND AARGAUISCHER
STROMVERSORGER**



Ruedi Zurbrugg
Geschäftsleiter

Vernehmlassungen Revision Stromversorgungsgesetz (StromVG)

Rückmeldungen zu den vom Eidgenössischen Departement Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) vorgeschlagenen Anpassungen im StromVG.

Empfänger

Bundesamt für Energie, Sektion Marktregulierung, Bern

Verfasser

VAS-Geschäftsstelle, Ruedi Zurbrügg

Status

Vom VAS-Vorstand am 7.12.2018 verabschiedet.

Zusammenfassung

1. Vollständige Öffnung des Schweizer Strommarkts – **Ablehnung**
2. Marktnahes Modell - **Ablehnung**
3. Speicherreserve – **Zustimmung**
4. Verursachergerechtere Netztarifizierung – **Zustimmung**
5. Sunshine-Regulierung – **Zustimmung**
6. Flexibilitätsregulierung – **Ablehnung**
7. Messwesen - **Ablehnung**

Einleitung

Der VAS anerkennt, dass bedeutende Teile des heute gültigen StromVG nicht mehr den aktuellen Gegebenheiten entsprechen und somit eine Revision des StromVG angebracht ist. Einen Teil der Inhalte der vorliegenden Vernehmlassung zum StromVG erachten wir als passend. Leider bewerten wir aber auch einen bedeutenden Teil der Vorschläge also zeitlich ungeschickt und ungünstig für die Versorgungssicherheit. Der von uns erhoffte grosse Wurf eines neuen Marktdesigns, welches dann über mehrere Jahre Bestand haben könnte, ist ausgeblieben. Zu komplex sind die zu lenkenden Gegebenheiten und zu gross das Schadenpotenzial, falls das neue StromVG nicht den Markterwartungen entspricht.

Im Folgenden zeigen wir auf wo unsere grössten Bedenken sind und geben Ihnen unsere Ideen für passendere Lösungen ab.

Bewertung der einzelnen Vorschläge

In unserer Antwort übernehmen wir die Gliederung des BFE, *Faktenblatt 1, Revision StromVG - Die Vorlage in Kürze*.

1. Vollständige Öffnung des Schweizer Strommarkts

Haltung des VAS: **Ablehnung**

Begründung:

Grundsätzlich wäre es zu begrüßen, dass die bestehende Marktverzerrung infolge der heutigen Teilmarktöffnung beseitigt wird. Dies insbesondere für KMU welche einen Stromverbrauch von weniger als 100 MWh pro Jahr aufweisen. Allerdings gewährleistet eine vollständige Marktöffnung die mittel- bis langfristige Versorgungssicherheit nicht und wirkt sich auf die Ziele der ES2050 bestenfalls neutral aus.

Der Energy-only Markt setzt ungenügende Investitionsanreize für neue Kraftwerkskapazitäten. Letztlich wollen in Westeuropa alle aus den jeweiligen Nachbarländern den günstigsten Strom importieren, obwohl die Produktion netto fast überall reduziert wird (Atomausstieg, Kohleausstieg, Reduktion der Fördergelder, etc.), das kann nicht aufgehen. Ein neues, langfristiges "Marktdesign" ist nicht erkennbar. Lediglich eine Speicherreserve für Notsituationen zur kurzfristigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist angedacht. Namentlich das energiepolitische Ziel des Ausbaus erneuerbarer Energien im Inland (Art. 1 und 2 EnG) dürfte damit im vorgesehenen Zeitraum nicht zu erreichen sein. Die Sektorkopplung wird durch die Marktöffnung eher erschwert als erleichtert, weil eine vollständige Marktöffnung die Anbieter und Nachfrager stärker als heute fragmentiert, was einer dezentralen Systemoptimierung und Ressourcenminimierung mit einer Interessen- und Anreizsymmetrie zwischen den verschiedenen Energieträgern und -netzen entgegenläuft.

Von einer vollständigen Marktöffnung sind unter dem Strich keine tieferen Strompreise zu erwarten. In den umliegenden Ländern welche schon vor Jahren den Markt geöffnet haben, wurden Reduktionen des Energiepreises mit steigenden Netznutzungsentgelten und Abgaben (über)kompensiert.

Das jetzt vom Bund vorgeschlagenen Marktöffnungsmodell mit obligatorischer Grundversorgung fördert das Cherry Picking für profitable Stromkunden. Hingegen werden die „Risikokunden“ beim Netzbetreiber parkiert (Bad Bank). Der daraus zu erwartende Mehraufwand für Inkassokosten oder die nicht planbare Energiebeschaffung werden den allgemeinen Netzkosten angelastet. Zudem: Wenn der Grundversorger wieder tiefere Preise hat als der Markt hergibt, wollen die Marktkunden wieder zurück in die Grundversorgung. Dies verunmöglicht den EVU eine planbare Beschaffungsstrategie zu entwickeln.

Empfehlung an das UVEK:

- Bevorzugte Handlung: Auf die vollständige Marktöffnung ist zu verzichten bis sich die Aufgaben aus der ES2050 eingespielt haben, die Ziele daraus erreichbar sind und die mittelfristige Versorgungssicherheit sichergestellt ist.
- Wenn – dann Handlung: Falls trotzdem eine vollständige Marktöffnung beschlossen wird, dann wirklich offen. D.h. keine obligatorische Grundversorgung und eine massiven Reduktion der heute bestehenden Überregulierung.

2. Marktnahes Modell

Haltung des VAS: **Ablehnung**

Begründung:

Eine vollständige Marktöffnung mit gleichzeitiger Vorgabe der Stromqualität ist abzulehnen. Der Vorschlag ist ein Feigenblatt und bringt der heimischen Wasserkraft kaum etwas. Wird der Markt voll geöffnet, werden auch Kleinkunden die Angebote stärker vergleichen. Selbst wenn sie bei ihrem lokalen Versorger bleiben, werden sie nicht automatisch das (teurere) Standardprodukt wählen. Zudem machen die Haushaltskunden nur einen kleinen Anteil des Stromabsatzes aus. Selbst wenn sie alle in der Grundversorgung blieben und das vorgegebene Standardprodukt beziehen würden, hätte dies auf die Rentabilität der Wasserkraft nur einen marginalen Effekt. Einem „verordneten“ Mindestanteil an erneuerbarem Strom könnte jedoch in der heute gültigen Teilmarktöffnung zugestimmt werden. Diese Auswirkungen sind zumindest einschätzbar.

Empfehlung an das UVEK:

- Bevorzugte Handlung: Unter Umständen könnte für den heute teilgeöffneten Strommarkt ein „verordneter“ Mindestanteil an erneuerbarem Strom zugestimmt werden.
- Wenn – dann Handlung: Bei einer vollständigen Marktöffnung ist komplett auf die Vorgabe einer Lieferqualität zu verzichten.

3. Speicherreserve

Haltung des VAS: **Zustimmung**

Begründung:

Die vorgeschlagene Speicherreserve ist eine Variante um kurzfristig Notsituationen im Winter zu überbrücken. Der VAS bewertet sie als ein nachvollziehbares Instrument.

Der VAS weist mit aller Deutlichkeit darauf hin, dass es absolut fahrlässig ist sich mittel- und langfristig auf eine Strom-Importstrategie auszurichten. Die zuverlässige Versorgung der Stromkundinnen und Stromkunden in der Schweiz wird damit massiv gefährdet. Die von der ElCom berechnete sichere Gewährleistung der Stromversorgung nur bis zum Jahr 2025 ist ein deutliches Alarmzeichen, dass wir akuten Handlungsbedarf haben.

Empfehlung an das UVEK:

Die vorgeschlagene Speicherreserve ist umzusetzen. Zudem müssen weitere Produktionsreserven in der Schweiz aufgebaut werden um eine grösstmögliche Flexibilität zu gewährleisten. Hierfür müssen Investitionsanreize geschaffen werden. Der mittelfristige Verzicht auf die vollständige Marktöffnung ist mitunter der grösste Anreiz dazu.

4. Verursachergerechtere Netztarifizierung

Haltung des VAS: **Zustimmung**

Begründung:

Die Verursachergerechtigkeit der Netznutzung wird durch einen höheren Leistungsanteil verbessert. Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch werden damit jedoch etwas weniger attraktiv.

Empfehlung an das UVEK:

Die vorgeschlagene stärkere Gewichtung der Leistungskomponenten und der Grundkosten soll wie beschrieben umgesetzt werden.

5. Sunshine-Regulierung

Haltung des VAS: **Zustimmung**

Begründung:

Die absolut meisten Aargauer Stromversorger sind höchst effizient und müssen den Vergleich mit anderen EVU nicht scheuen. Der durch die Sunshine-Regulierung verursachte zusätzliche administrative Aufwand soll für die EVU so gering wie möglich gehalten werden. Will die zuständige Behörde die unterschiedlichen Ausgangslagen der EVU korrekt berücksichtigen, erwarten wir einen sehr grossen Auswertungs- und Interpretationsaufwand.

Empfehlung an das UVEK:

Der VAS stimmt der Sunshine-Regulierung zu, falls in den Vergleichen und Auswertungen offen dargestellt wird wer mit wem verglichen wird. Die administrativen Aufwendungen für die EVU sind so klein wie möglich zu halten.

6. Flexibilitätsregulierung

Haltung des VAS: **Ablehnung**

Begründung:

Die dezentrale fluktuierende Einspeisung von Strom auf unteren Netzebenen nimmt zu. Die Möglichkeit des VNB mit Flexibilitätsanbietern Verträge für ein Demand Side Management und/oder Engpassmanagement abschliessen ist daher grundsätzlich möglich und positiv zu bewerten. Allerdings bedingt ein lokaler Flexibilitätseinsatz Investitionen in die Leittechnik und Sensorik auf unteren Netzebenen. Zudem ist zu erwarten, dass lokale Flexibilitätsmärkte ökonomisch nicht optimal funktionieren, da die Zahl der auf dem Markt tätigen Anbieter und Nachfrager lokal oft zu klein ist.

Für den VAS ist nicht erkennbar, wie mit der beschriebenen Flexibilität in den nächsten fünf Jahren grosse steuerbare Volumen generiert werden können. Der Handel von Flexibilität und die damit zu erwartenden Unklarheiten beeinflussen die Versorgungstabilität insgesamt negativ. Zudem werden die Stromkunden mit der vorgeschlagenen Regelung verunsichert und den EVU entstehen grosse Kosten bei der rechtlichen und vertraglichen Umsetzung der Flexibilitätsregelung. Diese Mehrkosten werden den Endkunden weitergegeben und verteuern den Strompreis.

Empfehlung an das UVEK:

Mit einer solchen Regelung muss zugewartet werden bis die Strategie Stromnetz klar ist, die anzuwendenden Technologien erkennbar und die Auswirkungen verständlich sind. Zu einem späteren Zeitpunkt kann der Handel von Flexibilität sinnvoll sein und neu beurteilt werden.

7. Messwesen

Haltung des VAS: **Ablehnung**

Begründung:

Das Messwesen hat einen Anteil von maximal 5% der gesamten Aufwendungen im Netzbereich. Für diesen geringen Kostenanteil macht eine Liberalisierung ökonomisch und technisch keinen Sinn. Volkswirtschaftlich würde eine Öffnung des Messwesens zu deutlich höheren Kosten führen mit hohen Risiken bezüglich Datenqualität, Datensicherheit und Datenschutz.

Eine Teilliberalisierung des Messwesens für grosse Verbraucher schafft komplexere Verhältnisse. Nur die Verrechnungsmessung (Messung zu Abrechnungszwecken, d.h. Messstellenbetrieb und Messdienstleistungen) soll teilliberalisiert werden. Für die betriebliche Messung (Erfassung von Messdaten zur Netzbetriebsführung) soll weiterhin der VNB zuständig sein. Die Abgrenzung im Einzelfall dürfte zu erheblichen Transaktionskosten bei den VNB und den Marktteilnehmern führen; dies bei einem volkswirtschaftlich geringen Einsparpotential.

Die Preise der von den VNB erbrachten Messdienstleistungen sind in den letzten Jahren kontinuierlich gesunken. Die Qualität, die Sicherheit und die Verfügbarkeit der Messdaten sind im heutigen System sehr hoch. Die Cyber-Security und der Datenschutz sind gewährleistet. Die zukünftigen smarten Netze sind dringend auf eine hohe Verfügbarkeit und eine hohe Datenqualität angewiesen, was die Verteilnetzbetreiber mit ihren Erfahrungen und Ressourcen am besten erfüllen können.

Die Aufwendungen für das Messwesen sind gemäss dem StromVV anrechenbare Kosten und gehören zum Netz. Die Kosten werden durch die ElCom überwacht. Die flächendeckende Einführung von intelligenten Messsystemen führt zu sinkenden Kosten der Messdienstleistungen bei grösseren Endverbrauchern. Diese Skaleneffekte können nur ohne Öffnung des Messwesens realisiert werden.

Empfehlung an das UVEK:

Die weitere Öffnung des Messwesens ist strikte abzulehnen und das Messwesen muss im regulierten Netzbereich bleiben. Die bereits zugestandene Öffnung für Stromproduzenten grösser 30 kVA ist rückgängig zu machen.

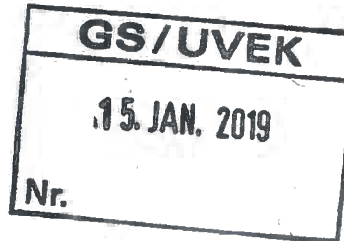
Abschliessende Würdigung der vorliegenden Gesetzesvorlage

Der VAS anerkennt die Gedanken und Arbeiten welche in die vorliegende Gesetzesrevision investiert worden sind. Wir bewerten die vorgeschlagenen Anpassungen in den sieben Bereichen jedoch als teilweise ungenügend und zueinander gegenläufig. Insgesamt fehlt uns der rote Faden, wie die Bundesbehörden die Aufgaben der ES2050 meistern und gleichzeitig die Stromversorgung langfristig sicherstellen wollen. Es wird weiter reguliert, liberalisiert, verteuert und verglichen. Es scheint als wolle man den Beweis antreten, dass der in der Bundesverfassung formulierte Artikel 89 sein Verfalldatum erreicht hat. *„Bund und Kantone setzen sich im Rahmen ihrer Zuständigkeiten für eine ausreichende, breit gefächerte, sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung sowie für einen sparsamen und rationellen Energieverbrauch ein.“*

Die grösste Gefahr mit der vorliegenden Gesetzesrevision sehen wir jedoch darin, dass die historisch hohe Versorgungssicherheit für die Stromkundinnen und Stromkunden in der Schweiz aufs Spiel gesetzt wird. Die Aargauer Stromversorger setzen sich trotz aller Widrigkeiten täglich und mit viel Engagement dafür ein, dass es auf Knopfdruck hell wird.

Für Rückfragen steht Ruedi Zurbrügg von der VAS-Geschäftsstelle gerne zur Verfügung.

Ruedi Zurbrügg
15.01.2019



**Département fédéral de l'environnement,
des transports, de l'énergie
et de la communication DETEC**

A l'att. de Mme la Conseillère Fédérale
Simonetta Sommaruga
Palais Fédéral Nord
CH-3003 Berne

Rue de la Dixence 20
Case postale 141
1951 Sion
027 327 51 11
www.avie-vs.ch

Sion, le 15 janvier 2019

Yvonne Felley/sgi

027 327 51 21

yvonne.felley@bureaudesmetiers.ch

**Consultation sur la révision de la loi sur l'approvisionnement
en électricité (lApEI)**

Madame la Conseillère Fédérale,

L'Association valaisanne des installateurs-électriciens a le plaisir de vous remettre pour votre
bonne information, une copie du courrier transmis à Mme Marianne Zünd concernant l'objet cité
en marge.

Nous restons bien évidemment à votre disposition pour tout complément d'information et vous
présentons, Madame la Conseillère Fédérale, nos salutations distinguées.

Thierry Salamin
Président

Yvonne Felley
Secrétaire patronale

Annexe :

- Copie du courrier destiné à Mme Zünd



COPIE

Office fédéral de l'énergie (OFEN)
Mme Marianne Zünd
Responsable de la communication
3003 Berne



Rue de la Dixence 20
Case postale 141
1951 Sion
027 327 51 11
www.avie-vs.ch

Sion, le 15 janvier 2019

Yvonne Felley/sgi

027 327 51 21

yvonne.felley@bureaudesmetiers.ch

Consultation sur la révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI)

Madame,

Au cours du dernier trimestre 2018, le Conseil Fédéral a mis en consultation la révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI). Nous vous remercions de nous avoir donné la possibilité d'examiner les futures conditions-cadre qui régiront le marché suisse de l'électricité.

Notre association est une section de l'USIE et représente les intérêts des entreprises d'installations électriques en Valais. A ce titre nous souhaitons que vous portiez une attention particulière à l'inquiétude de nos milieux face aux dommages collatéraux prévisibles des futures dispositions.

Le risque se situe principalement lorsque le consommateur pourrait se voir offrir directement par le distributeur des offres de package « distribution/installation/service » grâce aux sociétés sœurs ou filiales créées ou rachetées par ces derniers (par exemple Groupe E, SEIC, Romande Energie, ESR). Ceci en plus du fait que ces sociétés d'installations pratiquent déjà une politique de prix très agressive que ne peuvent suivre nos PME sans mettre en péril leur pérennité.

Cette facilité de capture de clientèle à la source par les distributeurs pourrait dès lors entraîner une asphyxie de nos PME déjà fragilisées par la concurrence des entreprises semi-étatiques. Il s'agit là d'un risque de distorsion de concurrence supplémentaire d'ailleurs déjà avéré si l'on en juge le nombre croissant de sociétés de réseau qui rachètent des entreprises d'installation.

Notre proposition consiste à parachever le texte de la nouvelle LApEI par des dispositions contraignantes exigeant une distinction claire des champs d'activité, statuts et comptabilités des sociétés.

L'article 12 devrait ainsi être complété par un alinéa 4 comme suit :

« 4. Les gestionnaires de réseau ne sont pas autorisés à conclure des accords commerciaux avec leurs filiales et/ou sociétés sœurs qui s'occupent d'installations électriques au sens de l'OIBT. »

Nous sommes évidemment à disposition pour en délibérer et vous remercions de votre considération à l'égard de cette requête.

Avec nos meilleures salutations



Rue de la Dixence 20
Case postale 141
1951 Sion
027 327 51 11
www.avie-vs.ch

Thierry Salamin
Président

Yvonne Felley
Secrétaire patronale

Copie :

- Mme la conseillère fédérale Simonetta Sommaruga, DETEC
- M. Michael Tschirky, président USIE
- M. Gérard Constantin, membre comité central USIE
- M. Pierre Schnegg, membre comité central USIE
- M. Simon Hämmerli, directeur USIE



Secrétariat général

stromvg@bfe.admin.ch

Office fédéral de l'énergie
section Régulation du marché
3003 Berne

Genève, le 18 janvier 2019
FER No 02-2019

Révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité (ouverture complète du marché, réserve de stockage et modernisation de la régulation du marché)

Mesdames, Messieurs,

Nous vous remercions de nous avoir consultés concernant l'objet susmentionné et nous nous permettons de vous transmettre ci-après nos considérations.

La présente révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité s'articule autour de trois axes : ouverture totale du marché de l'électricité, réserve de stockage et modernisation de la régulation du marché.

Notre Fédération soutient en particulier la volonté du gouvernement d'ouvrir complètement le marché suisse de l'électricité. En effet, cette deuxième étape doit permettre de corriger les distorsions de l'actuelle ouverture partielle du marché (étape une) en créant pour tous les consommateurs finaux une liberté de choix complète du fournisseur d'électricité. Cette mesure mettra un terme à la discrimination des petits clients (dont la consommation annuelle n'atteignait pas 100'000 KWh), créera des conditions concurrentielles identiques et réduira les incitations inopportunes. Les entreprises et les ménages bénéficieront ainsi d'un plus large choix de possibilités. Ils pourront opter pour des offres plus avantageuses ou choisir de nouvelles prestations.

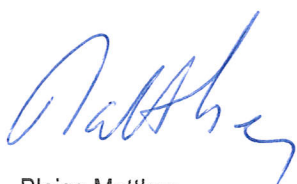
L'ouverture complète du marché de l'électricité va par ailleurs dans le sens de la Stratégie énergétique 2050, que notre Fédération a soutenue, puisqu'elle contribue à mieux intégrer les énergies renouvelables dans le marché. Elle entraînera certainement des innovations de produits et permettra de nouveaux modèles d'affaires. A moyen terme, elle sera un élément important de l'intégration de la Suisse dans le marché européen de l'électricité. Comme relevé par le rapport explicatif (p.48), «Globalement, l'ouverture complète du marché devrait apporter des gains qualitatifs dans l'économie suisse et des incitations supplémentaires à l'efficacité dans la branche de l'électricité».

S'agissant de la sécurité d'approvisionnement, le Conseil fédéral propose d'introduire une réserve de stockage en complément à l'approvisionnement basé sur le marché. Notre Fédération soutient cette mesure, d'autant plus qu'il s'agit d'une réserve pour faire face à des événements extraordinaires imprévisibles. Le principe reste le suivant : l'approvisionnement est en premier lieu assuré par les seuls mécanismes du marché ; si ces mécanismes font défaut, il est possible de recourir à la réserve. Comme cela est mentionné dans le rapport explicatif (p.47), «cela correspond au principe d'une assurance appropriée au sens macroéconomique». Rappelons encore que la sécurité d'approvisionnement constitue un paramètre important pour la Suisse. Ainsi, nous soutenons une ouverture complète du marché pour autant qu'elle ne se fasse pas au détriment de la sécurité d'approvisionnement.

Le dernier point est celui de la régulation du réseau. La révision proposée ici apporte certains amendements importants. Les mesures liées au réseau, les plus importantes du point de vue macroéconomique, concernent la tarification du réseau, les améliorations de la régulation basée sur les coûts, l'introduction d'une régulation des flexibilités et la liberté de choix des systèmes de mesure inscrites dans la loi. Notre Fédération y donne un préavis positif puisque ces mesures sont censées renforcer la transparence et accroître l'efficacité des réseaux.

En conclusion, notre Fédération soutient cette révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité. L'ouverture totale du marché est un passage obligé pour assurer la fourniture en électricité de demain et l'intégration du marché suisse dans le marché électrique européen. L'objectif est surtout d'éviter une solution purement nationale, sachant qu'un approvisionnement autarcique ne serait pas judicieux, en plus d'être utopique.

Nous vous remercions de l'attention que vous porterez à ce courrier et vous prions d'agréer, Mesdames, Messieurs, nos salutations les meilleures.



Blaise Matthey
Secrétaire général



Olivier Ballissat
Secrétaire patronal
FER Genève



Yannic Forney
Délégué



elektronisch an:
stromvg@bfe.admin.ch

Bundesamt für Energie
Sektion Marktregulierung
3003 Bern

Wohlen, 18. Januar 2019

Stellungnahme Revision Stromversorgungsgesetz (StromVG)

Beurteilung Vernehmlassungsvorlage BFE und Vorschlag neues Marktdesign

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Gelegenheit, zur Revision des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) im Rahmen der Vernehmlassung Stellung nehmen zu können. Der DSV vertritt die Interessen von über 500 kleineren und mittleren Verteilnetzbetreibern in der Schweiz; da die geplante Revision die grundlegenden Rahmenbedingungen dieser Unternehmen und ihrer öffentlichen Eigentümer tangiert, ist sie für uns von grösstem Interesse.

Der DSV begrüsst die Gesetzesrevision, da das bestehende Gesetz den Anforderungen einer stetig wachsenden dezentralen Stromversorgung nicht mehr genügt. Zahlreiche Änderungen sind seit 2008 erfolgt, meist im Hinblick auf partikuläre Interessen von Minderheiten und ohne Blick aufs Ganze. Die anvisierte Revision des Stromversorgungsgesetzes sollte wieder zu einem stabilen und schlanken Rechtsrahmen führen. Nur so können die heute hohe Versorgungssicherheit auch künftig gewährleistet und genügend Anreize für nachhaltige Investitionen geschaffen werden.

Entsprechend der Wichtigkeit der Themen und der Anspruchsgruppen bitten wir Sie, die folgende Stellungnahme des DSV bei der Überarbeitung der Gesetzesvorlage zu berücksichtigen. Für Ihre Bemühungen danken wir Ihnen im Voraus bestens und stehen für Rückfragen jederzeit gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

Peter Lehmann
Präsident DSV

Brigitte Barth
Leiterin Geschäftsstelle



Inhalt

1.	Zentrale Anliegen des DSV.....	3
1.1	Neues Strommarktdesign zur Förderung der Energiestrategie 2050.....	3
1.2	Reduktion Regulierung und Marktverzerrungen.....	3
1.3	Verursachergerechte und solidarische Finanzierung.....	3
2.	Übersicht Haltung DSV zur Vernehmlassungsvorlage	4
3.	Ausführliche Anmerkungen und Anregungen zu den wichtigsten Themen	6
3.1	Vorgeschlagenes Marktdesign mit unzureichenden Investitionsanreizen	6
3.2	Vorschlag DSV für neues Marktdesign: «Stärkung HKN-Markt».....	8
3.3	Speicherreserve.....	11
3.4	Vollständige Marktöffnung.....	12
3.5	Vorschlag DSV: Dezentrale statt zentrale Marktöffnung	13
3.6	Grundversorgung.....	14
3.7	Liberalisierung Messwesen	15
3.8	Flexibilitäten	15
3.9	Netztarifizierung	16
3.10	Sunshine-Regulierung	17
3.11	Auskunftspflicht und Datenweitergabe.....	17
3.12	Datahub	17
4.	Stromversorgungsgesetz (StromVG) / Marktdesign – Synopse (als integrierter Bestandteil der vorliegenden Stellungnahme)	



1. Zentrale Anliegen des DSV

1.1 Neues Strommarktdesign zur Förderung der Energiestrategie 2050

Der DSV steht einer Marktöffnung im Grundsatz positiv gegenüber. Dies jedoch nur, wenn die Versorgungssicherheit sowie die Gesamtökologie der Stromversorgung nicht verschlechtert werden. Da die Vorschläge für das Strommarktdesign diesbezüglich nicht überzeugen und den Zielen der Energiestrategie 2050 zuwiderlaufen, weist der DSV die Revision StromVG zur Überarbeitung zurück. Mit der vollständigen Marktöffnung ist zuzuwarten, bis ein geeignetes Strommarktdesign entwickelt und umgesetzt ist und dieses sich in der Praxis bewährt hat. In Abschnitt 3.2 legt der DSV einen eigenen Vorschlag für ein Marktdesign vor, das auf einer Stärkung des HKN-Markts basiert.

1.2 Reduktion Regulierung und Marktverzerrungen

Bei einer vollständigen Strommarktöffnung muss die Regulierung im Marktbereich massiv reduziert werden. Es darf keine marktverzerrenden Elemente mehr geben, wie z. B. eine Vorgabe an die Stromqualität oder eine Grundversorgung. Der Verteilnetzbetreiber soll höchstens für eine Ersatzversorgung zuständig sein, falls der Endkunde keinen Lieferanten hat/findet. Im Weiteren ist die bestehende Ungleichbehandlung von Netzbetreibern (etwa bei der Steuerpflicht, bei der Kostenwälzung nach Bruttoenergie oder im Messwesen) aufzuheben. In Abschnitt 3.5 skizziert der DSV eine dezentrale Alternative zur vollständigen Marktöffnung.

1.3 Verursachergerechte und solidarische Finanzierung

Über die Netzentgelte dürfen keine (weiteren) netzfremden Kosten mehr finanziert werden. Der DSV lehnt die Finanzierung der Speicherreserve über die Netzkosten ab. Auch sollten SDL, KEV, Konzessionen usw. nicht (mehr) über den Netzbezug erhoben werden. Durch die politisch gewollte Entsolidarisierung bei der Netzfinanzierung durch die Eigenverbrauchsbestimmungen führt jede netzfremde Kostenkomponente beim Netzentgelt zu einer weiteren Verschärfung der Situation. Eine verursachergerechte und solidarische Finanzierung der Kosten könnte z. B. variabel über den Bruttoverbrauch von Energie (Netzbezug plus Eigenverbrauch) oder fix über die Leistung des Netzanschlusses (z. B. Hausanschlussversicherung) erfolgen.



2. Übersicht Haltung DSV zur Vernehmlassungsvorlage

Mit der Teilrevision des Stromversorgungsgesetzes sollen langfristig die Versorgungssicherheit gewährleistet, die wirtschaftliche Effizienz gesteigert und die Marktintegration der erneuerbaren Energien gestärkt werden. Die folgende Aufstellung gibt eine Übersicht über die wichtigsten geplanten Änderungen sowie über die jeweilige Haltung des DSV:

Geplante Anpassungen StromVG	Haltung DSV
▪ Vollständige Öffnung des Strommarktes inkl. regulierter Wechselprozesse und Produktdeklarationspflichten	<i>Ablehnung – solange das Marktdesign ungenügend ausgestaltet ist.</i>
▪ Einführung eines allen Kunden offenstehenden Grundversorgungsangebots mit Preisregulierung: ▪ Im Standard wird Erzeugung aus der Schweiz vorgesehen; ein Grossteil davon soll aus erneuerbaren Energien stammen und so die Schweizer Wasserkraft stärken. Neben dem Standard können beliebige weitere Grundversorgungsangebote angeboten werden. ▪ Die Angebote der Grundversorgung sind zu «Vergleichsmarktpreisen» anzubieten	<i>Ablehnung – da der Markt spielen soll, ist auf Qualitäts- und Preisvorgaben zu verzichten. Es soll höchstens eine Pflicht zur Ersatzversorgung ohne Qualitätsvorgaben vorgesehen werden.</i>
▪ Kein Kapazitätsmarkt, dafür technologieneutrale Energie-Speicherreserve (ans CH-Netz direkt angeschlossener Speicher für unvorhersehbare Extremsituationen)	<i>Zustimmung – sofern die Finanzierung nicht über Netzentgelte erfolgt, sondern klar deklariert wird.</i>
▪ Teilweise Öffnung des Messwesens (ab 100 000 kWh)	<i>Ablehnung – aus Gründen der Rechtssicherheit ist auf eine Ausweitung zu verzichten. Rosinenpickerei führt zu Kostenverschiebungen (Entsolidarisierung).</i>
▪ Klärung der Eigentumsfrage zu Flexibilitäten als Grundlage für einen Flexibilitätsmarkt mit NOVA-Prinzip (Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau)	<i>Zustimmung – Flexibilitäten sollen prioritär netzdienlich genutzt werden können, und dies ohne Entschädigung für Eingriffe zugunsten der Versorgungssicherheit.</i>
▪ Verursachergerechte Netznutzungstarifizierung ▪ Reduktion Mindestarbeitsteil in der Niederspannungsebene (NE7) für nicht leistungsgemessene Kunden von 70 % auf 50 %; bei leistungsgemessenen Kunden dynamische Tarifizierung erlaubt ▪ Kostenwälzung zu 90 % nach Leistungstarifen ▪ Betragsnettoprinzip statt Bruttoprinzip bei (auf 10 % reduzierter) Arbeitskomponente in NE7, d. h. entnommene Energie plus rückgespeiste Energie	<i>Zustimmung – die Details sind auf Verordnungsstufe zu regeln. Die Arbeitskomponente soll im Idealfall auf 0 % reduziert werden, zudem soll die Kostenwälzung zu 100 % nach Leistungstarifen erfolgen. Das Betragsnettoprinzip soll für sämtliche Netzebenen gelten.</i>



Dachverband Schweizer Verteilnetzbetreiber

▪ Gesetzliche Verankerung der Sunshine-Regulierung für Verteilnetzbetreiber	<i>Zustimmung – jedoch nur bei voller Transparenz für Netzbetreiber. Mit dieser einfachen, aber griffigen Regulierungsform wird eine Anreizregulierung überflüssig.</i>
▪ Abbau der Vorränge für Wasserkraft bei der Regelennergie-Beschaffung und für Grundversorgungslieferungen bei Kapazitätsengpässen	<i>Zustimmung – da schon heute in der Praxis nicht umsetzbar.</i>
▪ Auskunftspflicht und Datenweitergabe	<i>Ablehnung – die gesetzliche Auskunftspflicht hat sich auf den Vollzug des Gesetzes zu beschränken.</i>
▪ Datahub	<i>Ablehnung – im ICT-Bereich ist jegliche Zentralisierung mit grossen Nachteilen verbunden.</i>



3. Ausführliche Anmerkungen und Anregungen zu den wichtigsten Themen

3.1. Vorgeschlagenes Marktdesign mit unzureichenden Investitionsanreizen

Nach dem Vorschlag des Bundesrats soll künftig der Strommarkt vollständig geöffnet werden, um Marktverzerrungen im Inland, die sich durch die Teilmarktöffnung ergeben, abzubauen und die Energiestrategie 2050 durch Produktinnovationen und neue Geschäftsmodelle zu unterstützen (Seite 2 erläuternder Bericht). Der Vorschlag lässt das bestehende Marktdesign im Wesentlichen unberührt und vertraut auf ausreichende Investitionsanreize durch Preise, die sich im Energy-only-Markt (EOM) ergeben. Die Vernehmlassungsvorlage missachtet dabei zwei wesentliche Punkte:

a) Der EU-Strommarkt bietet keine ausreichenden Investitionsanreize

Durch die vollständige Marktöffnung würden sämtliche Schweizer Anbieter und Erzeuger, insbesondere Gemeindewerke, vollständig dem EU-Strommarkt ausgesetzt werden, *der stark zu Ungunsten von Erzeugern in der Schweiz verzerrt ist und für neue Erzeugung keine ausreichenden Investitionsanreize bietet.*

Die ungleich langen Spiesse für Erzeuger in der Schweiz sind auf folgende Punkte zurückzuführen:

- Die Schweiz weist im europäischen Vergleich äusserst hohe Importkapazitäten aus, weshalb das Schweizer Preisniveau massgeblich von ausländischen Märkten bestimmt wird. Es würden in der Schweiz also v. a. ausländische – insbesondere deutsche – Preissignale wirken, welche die Gegebenheiten in der Schweiz schlecht abbilden und somit *zunächst einmal per se zu suboptimalen hiesigen Investitionsanreizen* führen.
- Die ausländischen Energiepreise sind aufgrund vielfältiger und umfangreicher Subventionen und Förderungen stark nach unten verzerrt (tiefere Grenzkosten, Merit-Order-Effekt). Dies führt in der Schweiz zu *nach unten verzerrten suboptimalen Investitionsanreizen*. Die Förderungen sind zudem oft massiver als in der Schweiz. Für Investoren sind Investitionen in der Schweiz somit *relativ gesehen weniger attraktiv; Investitionen im Ausland sind rentabler*.
- Weil in Europa die Investitionsanreize aus den Energy-only-Märkten (EOM) nicht ausreichend sind, haben die meisten EU-Staaten Kapazitätsmechanismen eingeführt, um gleichwohl Investitionen anzureizen. Diese haben wiederum eine preissenkende Wirkung. *Die suboptimalen Schweizer Investitionsanreize werden damit mittel- und langfristig noch weiter gegen unten verzerrt.* Das revidierte StromVG sieht jedoch nur eine *Speicherreserve* vor, welche lediglich Opportunitätskosten für die *Rückhaltung* von Speicherkapazitäten abgeltet und *keine weiteren Investitionsanreize für neue Erzeugung* bietet.
- Generell ist an den europäischen Energy-only-Märkten nur der Zeitpunkt der Stromlieferung relevant (Mengensteuerung). Die Stromqualität und -herkunft spielt keine Rolle, d. h., Externalitäten auf Umwelt und System werden nicht bewertet. Abgesehen vom wenig wirksamen EU-Emissionshandel fehlt ein Mechanismus, der zu volkswirtschaftlich effizientem



Verhalten führt, was generell *für saubere erneuerbare Energien zu einer unzureichenden Abgeltung am Energy-only-Markt mit entsprechend zu tiefen technologiespezifischen Investitionsanreizen* führt.

- In Europa wird zudem der Transport von Strom aufgrund des Ausspeiseprinzips nicht korrekt bzw. kostenbasiert den verursachenden Lieferanten in Rechnung gestellt. Im Effekt wird der Transport – z. B. von Spanien oder Norwegen in die Schweiz – stark subventioniert, indem keine kostenbasierten Preise verlangt werden.¹ *Der ökonomische lokale Standortvorteil Schweizer Erzeugung fällt hierdurch weg*, und die Netzkosten werden generell aufgeblasen (indem im entflechteten Markt die Standortwahl von neuer Erzeugung weitgehend unabhängig von den damit einhergehenden Netzkosten gebaut wird).
- Da europaweit Transportkosten von Strom nicht berücksichtigt werden, *wiegen die lokalen Standortnachteile in der Schweiz umso schwerer*, konkret:
 - weniger Sonne, weniger Wind
 - (in der Regel) langwierigere Verfahren
 - weniger Förderungen
 - höhere Wasserzinsen
 - striktere CO₂-Abgabe²
 - starker Franken

Es ist daher nicht ersichtlich, wie mit der vollständigen Marktöffnung bzw. dem revidierten StromVG die Zubauziele der Energiestrategie 2050 auch nur im Ansatz erreicht werden sollen. Besonders (negativ) betroffen wäre die erneuerbare Erzeugung in der Schweiz, der gemäss Energiestrategie 2050 eine zentrale Rolle zukommt. Diesbezüglich wird auch das in der Vorlage vorgesehene Nudging (Standardprodukt Grundversorgung) nicht helfen, da erstens relativ zu den Kunden der Grundversorgung ein Angebotsüberschuss von Erneuerbaren in der Schweiz schon besteht, zweitens das Standardprodukt ohne Konsequenzen einfach abgewählt werden kann und drittens – via Vorgabe Vergleichsmarktpreise – ein enger preislicher Bezug des Standardangebots zum EU-Grosshandelsmarkt ausdrücklich verlangt wird.

b) Die Vorlage gewährleistet keinen verzerrungsfreien Markt im Inland

Der Verweis auf die Beseitigung von Marktverzerrungen im Inland durch die vollständige Marktöffnung (Seite 2 erläuternder Bericht) greift zu kurz. Im Inland werden produktionsseitig lediglich Anbieter mit und ohne Verteilnetze gleichgestellt (also z. B. die Axpo mit der IB Wohlen AG), nicht jedoch unterschiedliche *Erzeugungstechnologien hinsichtlich ihrer Umweltfolgen*. Ein verzerrungsfreier Markt im Inland wird also gerade *nicht* erreicht.

¹ Nur in Momenten von grenzüberschreitenden Engpässen fallen punktuell Engpasskosten an.

² Importierter Strom wird im Gegensatz zu inländischer Stromerzeugung nicht der CO₂-Abgabe unterstellt, was einer impliziten Subvention auf Kohlestrom aus Deutschland entspricht und z. B. Gas-Kombi-Kraftwerke in der Schweiz unattraktiv macht.



Im Gegenteil wird das bestehende Gleichgewicht zwischen Grossproduzenten und Versorgern gestört bzw. weiter zu Ungunsten der Versorger verschoben. Grossproduzenten von Kernkraft, die hinsichtlich ihrer externen Effekte auf Umwelt auch künftig nicht belangt werden,³ werden gegenüber kleinen integrierten Gemeindeanbietern relativ gestärkt. Aktuell besteht hier einigermaßen ein Gleichgewicht zwischen Grossproduzenten und Versorgern: Dem Vorteil der Grossproduzenten von nicht internalisierten negativen externen Effekten steht gegenwärtig der «Vorteil» der integrierten Netzbetreiber bei der Belieferung ihrer gebundenen Kunden gegenüber. Letzteres ist allerdings kein echter Vorteil im Markt, da integrierte Versorger gemäss geltendem Gesetz ihren gebundenen Kunden lediglich die eigenen Gesteuerungskosten weiterreichen dürfen. Dies ist per se insbesondere dann wünschenswert, wenn die Investitionen von den entsprechenden Gemeinden legitimiert worden sind.

- ⇒ *Die Vorlage des BFE gewährt somit keinen verzerrungsfreien Markt zwischen Schweizer Anbietern, es fehlt eine angemessene Bepreisung von Erzeuger-Externalitäten.*
- ⇒ *Für Gemeindewerke wird zudem die aktuell bestehende Investitionssicherheit (Gestehungskostenregelung für gebundene Kunden) stark verringert, was zu geringeren Investitionen in Schweizer Erzeugung führen wird.*

Fazit: Vollständige Markttöffnung verlangt nach neuem Marktdesign

Eine vollständige Markttöffnung setzt voraus, dass für Schweizer Anbieter bzw. generell für Erzeugung in der Schweiz gleich lange Spiesse und faire Wettbewerbsbedingungen im schweizerischen und europäischen Strommarkt gewährleistet werden.

- ⇒ *Diese Voraussetzung ist in der aktuellen Vorgabe klar nicht gegeben.*

Ebenfalls ist sicherzustellen, dass eine vollständige Markttöffnung die Zubauziele der Energiestrategie 2050 unterstützt.

- ⇒ *Aktuell ist das Gegenteil der Fall.*

Die Vorlage ist daher grundlegend anzupassen. Bevor der Markt vollständig geöffnet wird, muss ein funktionierendes Marktdesign etabliert werden, das die Versorgungssicherheit gewährleistet (Zubau im Inland gemäss Energiestrategie 2050) und die Umweltbelastung gegenüber heute nicht verschlechtert.

3.2 Vorschlag DSV für neues Marktdesign: «Stärkung HKN-Markt»

Basierend auf den Erläuterungen in Abschnitt 3.1 wird dem BFE nachfolgend im Sinne eines konstruktiven Beitrags ein Vorschlag unterbreitet, welcher die diskutierten Punkte (verzerrungsfreier Markt innerhalb CH und mit EU) und damit implizit auch den Zubau gemäss Energiestrategie 2050 und die langfristige Versorgungssicherheit adressiert.

³ Schätzungen hierfür für die Schweiz variieren stark und zeigen teils, bemessen an den Grosshandelspreisen, sehr hohe Werte.



Wie erwähnt, weist das aktuelle Marktdesign für eine vollständige Marktöffnung im EU-Kontext erhebliche Mängel auf. Abbildung 1 zeigt kursiv hervorgehoben die in der Vernehmlassung vorgeschlagenen (geringfügigen) Anpassungen am heutigen Marktdesign.

Abbildung 1: Ansatzpunkte für ein neues Marktdesign

Transportkosten

- [Keine Verrechnung: Ausspeiseprinzip]

Ergänzung DSV:
Transportbeitrag

Mengensteuerung

- EOM (Energy only)
 - Intraday
 - Day ahead
 - Termin
- SDL Märkte
- Flexibilitätsmärkte
- Auktionen grenzüberschreitend bei Engpässen
- *Neu StromVG: Speicherreserve*

Qualität

- Herkunftsnachweise (seit 1.1.2018 vollständige Deklarationspflicht, verschiedene wenig liquide dezentrale Handelsplattformen)
- *Neu StromVG: Ggf. quartalweise Hinterlegung*

Ergänzung DSV:
Stärkung

Umweltkosten (verursachte externe Effekte)

- [CO2 Abgabe Inland, ansonsten keine Berücksichtigung]

Ergänzung DSV:
UBP-Kompensation

Quelle: In Anlehnung an Swiss Economics (2018)

Unser Vorschlag eines angepassten Marktdesigns belässt die gegenwärtigen, etablierten *Mengensteuerungselemente*, wie sie sind, und setzt an den farblich hervorgehobenen Elementen an, die im heutigen Design zu kurz kommen: *Transportkosten (Einführung eines Transportbeitrags)*, *Qualität (Stärkung HKN)* und *Umweltkosten (mittels UBK-Kompensation)*.⁴

⁴ Als Basis könnte etwa die Methode der ökologischen Knappheit dienen: Sie drückt die Gesamtumweltbelastung eines Prozesses, etwa das Erzeugen von 1 kWh Strom oder Nutzwärme, in sogenannten Umweltbelastungspunkten (UBP) aus. Die Sammlung «Ökobilanzdaten im Baubereich» (KBOB, eco-bau, IPB 2016), die unter anderem auch vom Bund regelmässig in Studien verwendet wird, beziffert die Umweltbelastungspunkte der verschiedenen Stromerzeugungsarten beispielsweise wie folgt (Elektrizität vom Netz, UBK'13):

Erzeugungsart	UBP pro kWh
Braunkohlekraftwerk	793,0
Atomkraft	453,0
Photovoltaik	174,0
Windkraft	74,0
Wasserkraft	43,8



Lieferanten würden dabei im Umfang der zur Belieferung von Schweizer Endkunden hinterlegten Herkunftsnachweise (HKN) zusätzlich wie folgt in die Pflicht genommen:

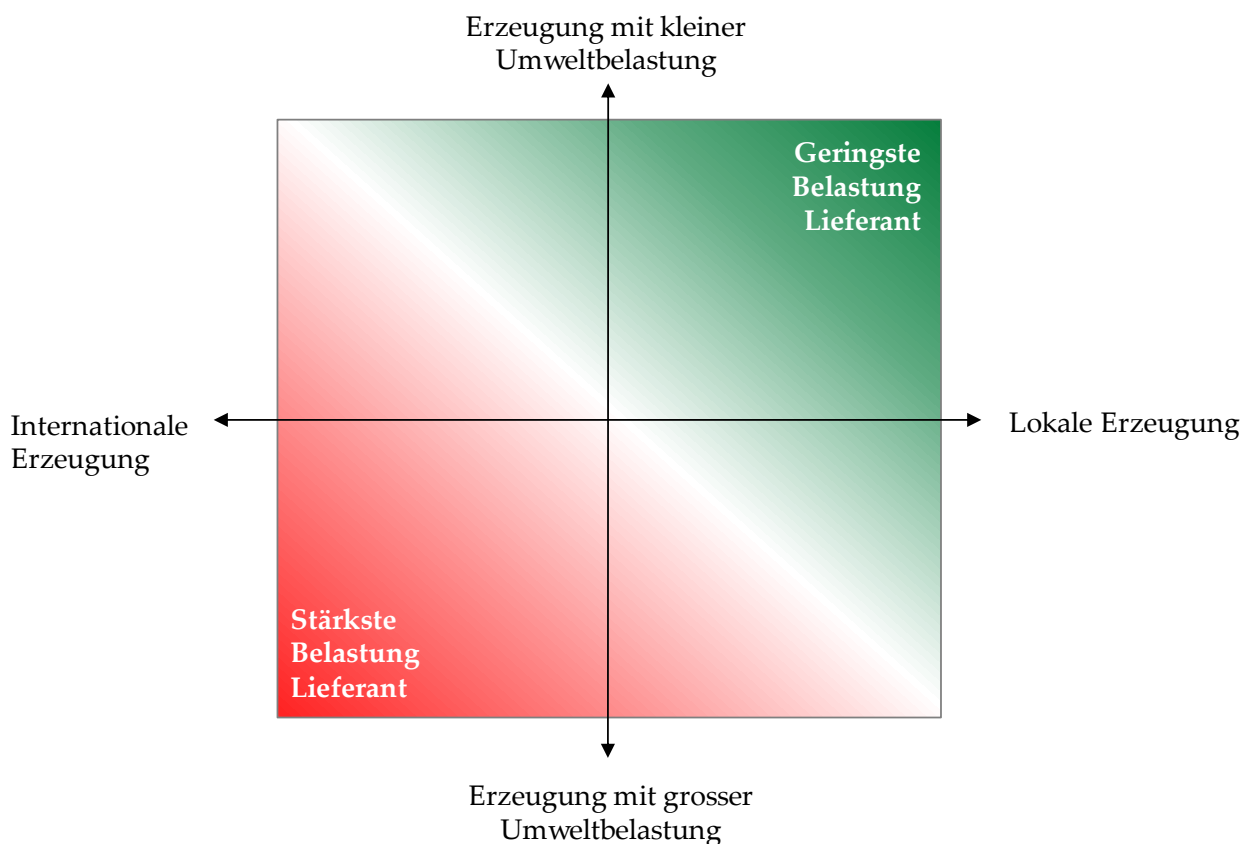
- **Transportbeitrag:** Auf jedem Herkunftsnachweis ist ersichtlich, wo und damit auf welcher Netzebene der Strom ins System eingespeist wurde. *Neu soll für jede belegte Netzebene im Umfang der hinterlegten HKN ein Netzbeitrag anfallen, der dem Lieferanten berechnet und den belasteten Netzbetreibern anteilig gutgeschrieben wird (Entry-Exit-System).* Ausländischer Strom würde so, da zu dessen Lieferung am meisten Netzebenen notwendig sind, am stärksten belastet. Im Effekt entsteht eine verursachergerechtere Netzfinanzierung, die den künftig ändernden Fliessrichtungen von Strom Rechnung trägt (vermehrt Einspeisung auf den unteren Netzebenen) und die vom Netznutzer zu zahlenden Ausspeiseentgelte reduziert.
- **UBP-Kompensation:** Auf dem Herkunftsnachweis ist ersichtlich, um welche Erzeugungstechnologie es sich handelt. In Zusammenspiel mit dem Ort der Einspeisung kann hergeleitet werden, inwieweit der Strom z. B. von CO₂-Abgaben belastet worden ist (bei Kohlestrom aus Deutschland wäre dies beispielsweise nur unzureichend der Fall). Für jeden HKN kann so bestimmt werden, inwieweit er für die von ihm verursachte Umweltbelastung z. B. gemäss Umweltbelastungspunkten (UBP) bereits aufgekommen ist. *Künftig soll für die Differenz der Lieferant aufkommen.*

Durch die gestiegene Wichtigkeit der HKN-Hinterlegung ergibt sich implizit eine höhere Priorität des HKN-Marktes für Lieferanten. Es liegt auf der Hand, einen zentralen Schweizer Handelsplatz hierfür vorzusehen, der die Transaktionskosten dieses Qualitätshandels deutlich senken und so zu einer **Stärkung der Herkunftsnachweise** beitragen würde.

Bei Bedarf könnten für ausländische Herkunftsnachweise weitere, zusätzliche Kostenelemente vorgesehen werden, z. B. um darüber hinaus bestehende Marktverzerrungen zu kompensieren. Ebenso kann die Hinterlegung auf Quartalsbasis erfolgen (wie in der Vernehmlassungsvorlage angeregt – oder gar auf Monatsbasis), damit HKN in Monaten, in denen die Versorgungssituation besonders angespannt ist, einen Mehrwert erhalten.

Im Effekt würde inländische Erzeugung insbesondere aus erneuerbarer Erzeugung gestärkt, ein echter Beitrag zur Erreichung der Energiestrategie 2050 geleistet und die Marktöffnung auf eine tragfähigere Basis gestellt. Abbildung 2 verdeutlicht diesen Zusammenhang. Bedient ein Lieferant seine Schweizer Endkunden mit internationalem Strom mit hoher Umweltbelastung, fallen Transportbeitrag und UBP-Kompensation höher aus, wodurch seine Zahlungsbereitschaft für heimische, lokale und erneuerbare Stromproduktion steigt. Dies äussert sich wiederum in steigenden HKN-Preisen mit entsprechend positiver Wirkung auf Investitionen in Erneuerbare in der Schweiz.

Abbildung 2: Wirkung des angepassten Marktdesigns



Quelle: DSV / Swiss Economics

3.3 Speicherreserve

Der DSV kann sich eine strategische Reserve als Teil des künftigen Marktdesigns vorstellen, um den kurzfristigen Ausfall grosser inländischer Produktionsanlagen sowie den mittel- oder längerfristigen Ausfall ausländischer Stromlieferungen abzusichern.

Der Vorschlag des Bundes, Energiespeicher als strategische Reserve zu nutzen, ist jedoch nicht zielführend, da die vorhandenen Kapazitäten und Flexibilitäten nicht optimal genutzt würden. Der DSV ist der Meinung, dass die strategische Reserve auf einen breiten Mix von Energiequellen und Produktionsanlagen abgestützt sein sollte. Wird die strategische Reserve allein mittels Speichern (hauptsächlich Pumpspeicherkraftwerke) vorgehalten, besteht die Gefahr, dass die entsprechende Leistung am Markt für Systemdienstleistungen und Regelleistung fehlt und dadurch die Preise in die Höhe getrieben werden. Ausserdem würde dem Schweizer Produktionsmix dadurch ein nicht unwesentlicher Teil an sauberer Wasserkraft auf Dauer entzogen, was zu zusätzlichen, ökologisch fragwürdigen Stromimporten aus dem Ausland führen würde. Nach Ansicht des DSV sollte deshalb – unter anderem – auch der koordinierte Einsatz von fest installierten Anlagen für die Notstromversorgung oder von



Wärme-Kraft-Koppelungsanlagen geprüft werden. Die strategische Reserve setzt zudem keine Anreize für langfristige (Re-)Investitionen, beispielsweise in die Wasserkraft, und ihre Bewirtschaftung führt unweigerlich zu zusätzlicher Regulierung.

Zudem sind Speichersysteme nicht von der Netznutzung zu befreien. Davon ausgenommen ist die bereits gesetzliche Ausnahmeregelung für Pumpspeicherkraftwerke. Solange für die Netzfinanzierung die Ausspeiseregulierung gilt, sollen alle Systeme, die das Netz mit Leistung belasten und Energie aus dem Netz beziehen, verursachergerecht dafür bezahlen. Die Wirtschaftlichkeit solcher Systeme soll sich über deren Flexibilität rechnen und nicht durch die Netzbefreiung und Subvention durch die Allgemeinheit. Ansonsten müssten auch die Gewinne der Allgemeinheit zugutekommen, was wiederum unnötige Regulierungen zur Folge hätte.

Die Finanzierung der Speicherreserve darf nicht über das Netznutzungsentgelt erfolgen. Jede weitere Erhöhung der Bezugskosten aus dem Netz mit netzfremden Kosten führt zu mehr Anreizen für den Eigenverbrauch und somit zu einer immer grösser werdenden Entsolidarisierung bei der Finanzierung der Netzkosten, der Systemkosten (SDL), der Konzessionen (Gemeinden, Wasserzins) und der Förderinstrumenten (KEV) etc.

Der DSV lehnt daher jede weitere Erhöhung der Netztarife durch netzfremde Systemkosten strikte ab. Diese Kosten sind anderweitig zu finanzieren, z. B. verursachergerecht über den Energieverbrauch. Der DSV beantragt, dass sämtliche netzfremden Systemkosten künftig nicht mehr über die bezogene Energie aus dem Netz finanziert werden. Eine verursachergerechte und solidarische Finanzierung der Kosten könnte z. B. variabel über den Bruttoverbrauch von Energie (Netzbezug plus Eigenverbrauch) oder fix über die Leistung des Netzanschlusses (z. B. Hausanschlusssicherung) erfolgen.

3.4 Vollständige Marktöffnung

Der DSV lehnt die vollständige Marktöffnung ab, solange nicht ein geeignetes Strommarktdesign entwickelt und umgesetzt ist, das die Versorgungssicherheit auf heutigem Qualitätsniveau sicherstellt und die Umwelt gegenüber heute nicht mehr belastet.

Sollte trotzdem eine vollständige Marktöffnung politisch umgesetzt werden, lehnt der DSV die Grundversorgung gemäss Art. 6 ab. Art. 6 und alle Bezüge zur Grundversorgung sind ersatzlos zu streichen. Eine regulierte Grundversorgung – auch etwa ein Quotenmodell mit einem fixen Anteil von Strom aus Schweizer Wasserkraft – ist mit den Prinzipien des Marktes nicht vereinbar. Aufgrund der absehbaren Kundenfluktuationen werden sich Absatz- und Planungssicherheit der Netzbetreiber verschlechtern – am Schluss werden nur noch die zahlungsschwächsten Endkunden in der Grundversorgung verbleiben.

Eine Ersatzversorgung gem. Art. 7 genügt vollends und bietet zusammen mit anderen, bestehenden Regulierungen genügend Schutz für die Endverbraucher – insbesondere vor missbräuchlichen Preisen.



3.5 Vorschlag DSV: Dezentrale statt zentrale Marktöffnung

Unabhängig von Überlegungen in Abschnitt 3.2 zu einem angepassten Marktdesign stellt sich die Frage, ob eine zentrale Marktöffnung angesichts der historisch gewachsenen, fragmentierten Landschaft der Elektrizitätsversorgungsunternehmen in der Schweiz überhaupt der richtige Ansatz ist. Die Ausgangslage unterscheidet sich dabei etwa im Vergleich zum Telekommunikations- und zum Postmarkt stark, wo in beiden Fällen als Ausgangspunkt der Marktöffnung nur ein nationaler Anbieter tätig war und deshalb ein zentraler, nationaler Marktöffnungsansatz verfolgt wurde.

Alternativ könnte die Marktöffnung *dezentral und lokal auf Ebene Gemeinde per Volksentscheid* beschlossen werden. Eine solche dezentrale Marktöffnung setzt an der heutigen Corporate Governance der Stromversorger an und berücksichtigt die lokalen und historisch gewachsenen Gegebenheiten optimal.

Historisch haben Gemeinden ihre Stromversorgung (Netze und Produktion) selbst organisiert und stellen diese noch heute in der Regel durch ihre eigenen, lokalen Gemeindewerke sicher. Dabei handelt es sich um eine bewährte und kohärente Ausgangslage (vgl. Abbildung 3):

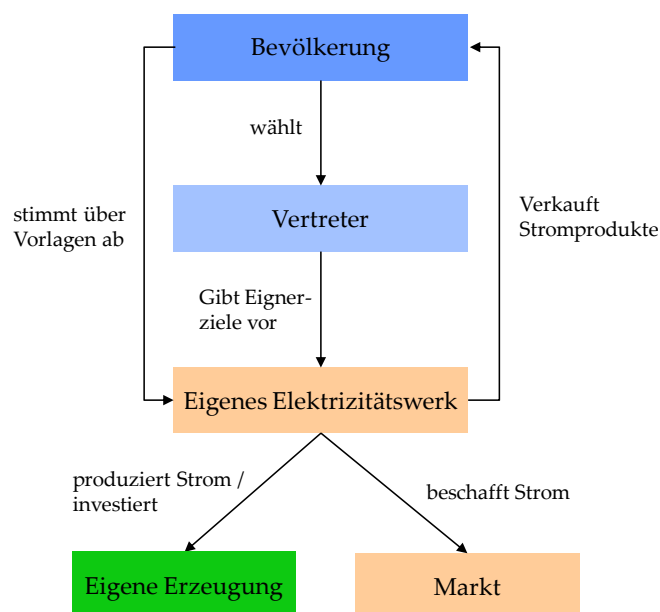
- Der Bürger bestimmt als Eigner mit (z. B. Vorgaben, Strategie, Investitionen, ggf. gar Preise)
- Gleichzeitig finanziert er die Konsequenzen aus diesen Entscheidungen als Kunde mittels seiner Stromrechnung

Eine vollständige Marktöffnung sprengt diesen Rahmen: Ein Bürger kann sich an der Urne für eine nicht rentable lokale Investition in Erneuerbare aussprechen, gleichzeitig aber ein Produkt mit Kohlestrom aus dem Ausland kaufen.

Die Gemeinden sollen daher die Möglichkeit erhalten, die Marktöffnung für ihr Gebiet selbst zu beschliessen. Das StromVG würde den Gemeinden somit die Kompetenz geben, ihre Bewohner unter 100 000 kWh Jahresverbrauch in den Markt zu entlassen. Der Entscheid zur Marktöffnung würde so auf der Stufe fallen, auf der die (finanziellen) Konsequenzen des Entscheids effektiv auch anfallen. Für Gemeindewerke, deren Bürger sich für eine eigene Versorgung aussprechen, entsteht eine höhere Investitionssicherheit für neue erneuerbare Energien, da für sie weiterhin die Gestehungskostenregelung gelten würde. Zudem können Investitionsentscheide der Vergangenheit rekaptalisiert werden.

Versorger von Gemeinden, die sich nicht für eine Marktöffnung aussprechen, bleiben durch die latente Möglichkeit eines Plebiszits für eine vollständige Marktöffnung einem ausreichenden Druck zu angemessener Preissetzung und starker Corporate Governance ausgesetzt, haben aber gleichzeitig eine weitgehende Investitionssicherheit für neue Erneuerbare.

Abbildung 3: Kohärente Ausgangslage bei Gemeindewerken



Quelle: In Anlehnung an Swiss Economics (2018)

3.6 Grundversorgung

Der DSV stellt fest, dass der Gesetzgeber mit der geplanten Revision zwar mehr Markt schaffen will, aber über die Ausgestaltung der Grundversorgung bereits wieder überregulierend eingreift. Dies entspricht – notabene – den Erfahrungen in der EU, wie bereits 2015 eine Studie von Swiss Economics gezeigt hat: Trotz faktischer Marktöffnung sind die Endkundenpreise in den meisten EU-Ländern nach wie vor reguliert, und die Strompreise für Kleinkunden sind gestiegen.

Eine vollständige Marktöffnung mit gleichzeitiger Vorgabe der Stromqualität ist abzulehnen. Der Vorschlag ist ein Feigenblatt und bringt der heimischen Wasserkraft kaum etwas. Wird der Markt voll geöffnet, findet ein schärferer Preiswettbewerb statt, sodass auch Kleinkunden die Angebote stärker vergleichen werden. Selbst wenn sie bei ihrem lokalen Versorger bleiben, werden sie nicht automatisch das (teurere) Standardprodukt wählen. Zudem machen die Haushaltskunden nur einen kleinen Anteil des Stromabsatzes aus. Selbst wenn sie alle in der Grundversorgung blieben und das vorgegebene Standardprodukt beziehen würden, hätte dies auf die Rentabilität der Wasserkraft nur einen marginalen Effekt.

Der DSV stellt somit in Frage, dass die Vorgabe des Strommixes in der Grundversorgung genügende Anreize für langfristige Investitionen in den hiesigen Kraftwerkspark setzt, da der Anteil der Kunden, die in der Grundversorgung bleiben werden, unsicher ist. Einem «verordneten» Mindestanteil an erneuerbarem Strom könnte jedoch in der heute gültigen Teilmarktöffnung zugestimmt werden. Diese Auswirkungen sind zumindest einschätzbar.



3.7 Liberalisierung Messwesen

Der DSV lehnt die Liberalisierung des Messwesens ab. Das Messwesen ist eine integrale und zentrale Voraussetzung für ein funktionierendes Verteilnetz und damit für die Versorgungssicherheit. Bei einer Liberalisierung gingen Synergien zwischen Messung und Netzführung verloren, und die Komplexität der Abläufe würde erhöht – zusätzliche Regulierungen und letztlich auch zusätzliche Kosten wären die Folge.

Das Messwesen umfasst maximal 5 Prozent der gesamten Aufwendungen im Netzbereich. Für diesen minimalen Kostenanteil ergibt eine Liberalisierung ökonomisch und technisch keinen Sinn. Volkswirtschaftlich würde eine Öffnung des Messwesens zu höheren Kosten führen mit hohen Risiken bezüglich Datenqualität, Datensicherheit und Datenschutz.

Eine Teilliberalisierung des Messwesens für grosse Verbraucher schafft komplexere Verhältnisse. Nur die Verrechnungsmessung (Messung zu Abrechnungszwecken, d. h. Messstellenbetrieb und Messdienstleistungen) soll teilliberalisiert werden. Für die betriebliche Messung (Erfassung von Messdaten zur Netzbetriebsführung) soll weiterhin der Verteilnetzbetreiber zuständig sein. Die Abgrenzung im Einzelfall dürfte zu erheblichen Transaktionskosten bei den Verteilnetzbetreibern und den Marktteilnehmern führen; dies bei einem volkswirtschaftlich geringen Einsparpotential.

Die Preise der von den VNB erbrachten Messdienstleistungen sind in den letzten Jahren kontinuierlich gesunken. Die Qualität, die Sicherheit und die Verfügbarkeit der Messdaten sind im heutigen System sehr hoch. Die Cyber-Security und der Datenschutz sind gewährleistet. Die zukünftigen smarten Netze sind dringend auf eine hohe Verfügbarkeit und eine hohe Datenqualität angewiesen, was die Verteilnetzbetreiber mit ihren Erfahrungen und Ressourcen am besten erfüllen können.

Die Aufwendungen für das Messwesen sind gemäss dem StromVV anrechenbare Kosten und gehören zum Netz. Die Kosten werden durch die ElCom überwacht. Die flächendeckende Einführung von intelligenten Messsystemen führt zu sinkenden Kosten der Messdienstleistungen bei grösseren Endverbrauchern. Diese Skaleneffekte können nur ohne Öffnung des Messwesens realisiert werden (Wegfall der Investitionssicherheit beim Smart Meter Rollout).

Der DSV beantragt, das Messwesen im regulierten Netzbereich zu belassen und die bereits zugestandene Öffnung für Stromproduzenten grösser 30 kVA rückgängig zu machen. Sollte die Liberalisierung dennoch umgesetzt werden, sind auch den Netzbetreibern sämtliche Möglichkeiten zuzugestehen (freie Wahl auch bei Netzübergabestellen).

3.8 Flexibilitäten

Die Nutzung von Flexibilitäten muss gesamtwirtschaftlich den höchsten Nutzen stiften. Damit die aus gesamtwirtschaftlicher Sicht zentrale Netzstabilität gewährleistet werden kann, braucht es die Beteiligung aller Akteure und Netznutzer. In Situationen mit hoher Netzbelastung kommt der Verfügbarkeit von netzdienlichen Flexibilitäten eine prioritäre Bedeutung gegenüber ande-



ren Nutzungszwecken zu; sie ist daher gesetzlich sicherzustellen. Dazu gehört die Möglichkeit, in einem definierten Rahmen eine Reduktion von Lastspitzen vornehmen zu können.

Der DSV unterstützt den Grundsatz, dass Flexibilitäten dem Flexibilitätsanbieter gehören. Der Flexibilitätsanbieter und/oder der Flexibilitätsabnehmer hat dabei für alle Kosten aufzukommen, die im Zusammenhang mit der Nutzung seiner Flexibilität entstehen – die Kosten der Flexibilisierung dürfen auf keinen Fall sozialisiert werden! Regulatorische Eingriffe sind zugunsten des Subsidiaritätsprinzips auf ein Minimum zu begrenzen.

Aus Sicht des DSV sollen Flexibilitäten in erster Linie zur Optimierung des Netzes eingesetzt werden. Diesem Anliegen wird ab Inkrafttreten der Strategie Stromnetze mit dem NOVA-Prinzip Rechnung getragen, welches vorschreibt, dass das Netz zunächst zu optimieren ist, bevor es verstärkt oder ausgebaut wird.

Erst in zweiter Priorität sollen Flexibilitäten auf einem Markt gehandelt werden können, wobei den Verteilnetzbetreibern daraus keine zusätzlichen Kosten entstehen dürfen. Selbstredend sollen Flexibilitäten auch zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit eingesetzt werden können – und dies, ohne den Verteilnetzbetreibern eine Entschädigungspflicht aufzubürden.

3.9 Netztarifizierung

Die Netztarifizierung muss an die heutige Realität und an den politischen Willen zu mehr Dezentralität angepasst werden, um eine verursachergerechte Netzkostentragung sicherzustellen. Der Leistungsbedarf muss stärker gewichtet werden. Die heutigen gesetzlichen Grundlagen sind dazu grundsätzlich ausreichend. Rigide Vorgaben auf Gesetzesstufe sind abzulehnen, da sie der Dynamik und der Komplexität des Elektrizitätsmarktes und der Netztarifizierung nicht gerecht werden.

Der DSV stimmt daher den vorgesehenen Anpassungen der Netztarifizierung im StromVG zu, da sie die Verursachergerechtigkeit durch einen höheren Leistungsanteil verbessern. Die Details sind aus Sicht des DSV jedoch nicht auf Gesetzes-, sondern auf Verordnungsstufe zu regeln. Das Gesetz ist lediglich dahingehend anzupassen, dass auch das Pricing der Netznutzungstarife für Verteilnetzbetreiber – wie für Endkunden – auf Gesetzesstufe geregelt werden soll. Bei den Verteilnetzbetreibern auf NE 7 machen die vorgelagerten Netzkosten oft 50 % und mehr aus und stellen daher eine relevante Grössenordnung dar.

Die Anpassung der Wälzformel wird vom DSV unterstützt. Gerade mit der Umsetzung der Energiestrategie 2050 werden Gebiete mit hoher dezentraler Einspeisung mit der bestehenden Wälzformel mit der Bruttoenergie benachteiligt. Das Betragsnettoprinzip ist ein erster Schritt in die richtige Richtung und schafft auch Anreize, dass man die Rückspeisung optimiert – der DSV kann sich sogar ein reines Nettoprinzip vorstellen. Der richtige Ansatz für die Wälzformel wäre aus Sicht des DSV eine Gewichtung der Leistung mit 90 % (netto) und der Energie mit 10 % (netto). Das Betragsnettoprinzip ist auf sämtlichen Netzebenen anzuwenden.



3.10 Sunshine-Regulierung

Der DSV stimmt der vorgesehenen gesetzlichen Verankerung der Sunshine-Regulierung unter dem Vorbehalt zu, dass in den Auswertungen grösstmögliche Transparenz für alle Netzbetreiber gewährleistet ist. Gleichzeitig ist der zusätzliche administrative Aufwand für die EVU so gering als möglich zu halten. Die gesetzliche Verankerung der Sunshine-Regulierung darf jedoch nicht der erste Schritt hin zu einer Anreizregulierung sein; der DSV lehnt es ab, dass der Bundesrat (siehe Art. 22a Abs. 3) vorausseilend eine entsprechende Handlungsoption erhält.

Der DSV erwartet, dass die unterschiedlichen Ausgangslagen der verschiedenen EVU in den Vergleichen korrekt berücksichtigt werden. Insbesondere müssen die unterschiedlichen Eigentumsverhältnisse, die Instandhaltungspflichten und das Alter der Assets berücksichtigt werden (Beispiele: Netzkostenbeiträge, Hausanschluss auf Netzebene 7, MS-Schalter auf Netzebene 5 usw.).

3.11 Auskunftspflicht und Datenweitergabe

Der DSV lehnt die Ausweitung der Auskunftspflicht gegenüber den Behörden und die Datenweitergabe zwischen Behörden und gegenüber Swissgrid als Marktakteurin ab. Die gesetzliche Auskunftspflicht hat sich auf den Vollzug des Gesetzes zu beschränken. Auf Datenerhebungen ohne konkreten Nutzen für den verfolgten Zweck ist zu verzichten. Die Datenweitergabe im Fall einer Gefährdung des sicheren Übertragungsnetzbetriebs ist bereits sichergestellt.

3.12 Datahub

Der DSV steht der vom Bund vorgesehenen Zentralisierung im ICT-Bereich kritisch gegenüber. Während ein zentrales Messpunktregister oder ein zentraler HKN-Handelsplatz (siehe Abschnitt 3.2) noch im Bereich des Annehmbaren wären, dürfen in der Schweiz auf keinen Fall umfassende Datahubs, wie sie im erläuternden Bericht angedacht sind, erstellt werden – etwa mit Verbrauchsdaten der Endkunden. Hier soll der Markt spielen und nicht wieder von vornherein (über-)reguliert werden. Da zudem die Endkunden Inhaber ihrer Daten sind, sollen sie selbst bestimmen können, wo diese gespeichert bzw. bearbeitet werden.

Ohnehin stellen zentrale ICT-Systeme willkommene Angriffspunkte für Cyberkriminalität dar – analog zur dezentralen Stromversorgung sind auch im Bereich ICT dezentrale Systeme weniger verwundbar.

Swiss Data Alliance

Seegartenstrasse 2

Postfach

8008 Zürich

www.swissdataalliance.chinfo@swissdataalliance.ch**Bundesamt für Energie**

Sektion Marktregulierung

3003 Bern

Zürich, 20. Januar 2019

**Vernehmlassung zur Revision des Stromversorgungsgesetzes –
Stellungnahme der Swiss Data Alliance**

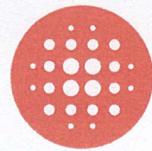
Mit grossem Interesse hat die Swiss Data Alliance¹ von der Revision des Stromversorgungsgesetzes für eine volle Strommarktöffnung, eine technologieneutral ausgestaltete Speicherreserve und eine Modernisierung der Netzregulierung Kenntnis genommen. Wenig überraschend spielt bei den anvisierten Veränderungen die Bereitstellung und die Verwendung von Daten eine entscheidende Rolle. Im Begleitschreiben zur Vernehmlassung vom 17. Oktober 2018 wird explizit dazu eingeladen, sich zur Rolle eines nationalen «Datahubs» für einen effizienten Datenaustausch im offenen Strommarkt zu äussern.²

Die Swiss Data Alliance begrüsst die Revision des Stromversorgungsgesetzes und empfiehlt den Aufbau der für die volle Marktliberalisierung notwendigen Dateninfrastrukturen (Datahub) mit hoher Priorität voran zu treiben. Der erläuternde Bericht weist schlüssig nach, wie wichtig eine solche gemeinsame Dateninfrastruktur für die gesamte Strombranche und insbesondere auch für die Endverbraucher ist. Sie spielt eine entscheidende Rolle für einen funktionstüchtigen Wettbewerb und die Etablierung neuer, innovative Geschäftsmodelle im Strommarkt. Sie verhindert zudem, dass Marktteilnehmer diskriminiert oder neue Marktteilnehmer am Eintritt in den Markt gehindert werden.³ Entscheidend ist dabei, dass alle Daten und Informationen rechtzeitig und unentgeltlich zur Verfügung gestellt werden, die zur Abwicklung der stromversorgungsrechtlichen Prozesse (u.a. Netzbetrieb, Bilanzmanagement, Energielieferungen, Wechselprozesse, Rechnungsstellung) unabdingbar sind. Endverbraucher,

¹ Die Swiss Data Alliance ist ein überparteilicher Zusammenschluss von Unternehmen, Wirtschaftsverbänden, zivilgesellschaftlichen Organisationen, Forschungsinstitutionen und Einzelpersonen mit dem Ziel, eine zukunftsorientierte Datenpolitik in der Schweiz zu etablieren. Weitere Informationen finden sich auf unserer Website www.swissdataalliance.ch.

² Siehe Begleitschreiben, Seite 2 (https://www.admin.ch/ch/d/gg/pc/documents/2992/StromVG_Brief_de.pdf).

³ Siehe Erläuternder Bericht zur Vernehmlassungsvorlage, Seite 40 (https://www.admin.ch/ch/d/gg/pc/documents/2992/StromVG_Erl.-Bericht_de.pdf).



Erzeuger und Speicherbetreiber haben zudem einen grundsätzlichen Anspruch auf unentgeltliche Herausgabe all ihrer Mess- und Stammdaten («Recht auf Kopie»).

Die heutige Situation ist allerdings von heterogenen Systemen, ineffizientem bilateralem Datenaustausch und zahlreichen störungsanfälligen Schnittstellen geprägt. Daher kommt dem Aufbau einer gemeinsamen Stromdaten-Infrastruktur für die ganze Schweiz eine besonders hohe Priorität und Dringlichkeit zu. Leider ist es aber erfahrungsgemäss sehr schwierig und aufwendig, Prozesse und Datenformate über die Grenzen einzelner Unternehmen hinweg zu standardisieren. Solche Entwicklungen können rasch mehrere Jahre dauern und erfordern viel guten Willen aller Beteiligten.

Die Swiss Data Alliance empfiehlt daher, mit dem Aufbau einer gemeinsamen, standardisierten Dateninfrastruktur für den Strommarkt Schweiz unverzüglich zu beginnen und Partikularinteressen zurück zu stellen. Dem Bund empfehlen wir, von Anfang an eine aktive Rolle zu übernehmen und zusammen mit den Vertretern der Strombranche auf eine gemeinsame einheitliche Lösung hinzuarbeiten. Die Swiss Data Alliance ist gerne bereit, diesen Prozess konstruktiv und konsensorientiert zu unterstützen.

Mit freundlichen Grüssen

André Gollier

Präsident Swiss Data Alliance

Hopfenweg 21
PF/CP 5775
CH-3001 Bern
T 031 370 21 11
info@travailsuisse.ch
www.travailsuisse.ch

Office fédéral de l'énergie
Section régulation du marché
3003 Berne
Courriel : stromvg@bfe.admin.ch

Berne, le 21 janvier 2019

Révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité (ouverture complète du marché, réserve de stockage et modernisation de la régulation du marché) : ouverture de la procédure de consultation

Madame la Conseillère fédérale,
Madame, Monsieur,

Nous vous remercions de nous donner la possibilité d'exprimer notre avis sur ce projet de révision. Et c'est bien volontiers que nous vous le faisons parvenir.

Vous trouverez ci-après quelques considérations générales sur ce projet puis nos commentaires sur différents points et articles du projet de révision.

1. Considérations générales

Travail.Suisse, l'organisation faîtière indépendante des travailleurs et travailleuses, n'est pas à priori contre une révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI) qui prévoit l'ouverture complète du marché. Mais nous ne pouvons pas en l'état soutenir la révision proposée car elle ne satisfait pas aux principales conditions demandées par Travail.Suisse qui sont:

- Des mesures d'accompagnement pour les travailleurs et travailleuses de l'économie électrique.
- Un accord sur l'électricité avec l'Union européenne (UE).

Il est dommage que l'on n'ait pas saisi l'opportunité de ce nouveau projet d'ouverture complète du marché de l'électricité pour lui donner une plus large assise, renforçant ainsi ses chances de succès.

1.1. Les conditions pour l'ouverture complète du marché ne sont pas remplies

Pour Travail.Suisse, le marché actuel de l'électricité est bien régulé avec une sécurité d'approvisionnement élevée. Dans ces conditions, une ouverture complète du marché justifiée seulement par les possibilités de changer de fournisseur (pour un gain marginal pour l'utilisateur selon

nous) et des effets escomptés en matière d'innovation (elle est déjà en cours), ne pèse pas lourd en comparaison des risques et désavantages encourus qui sont :

- Un fort développement de la concurrence pour les entreprises d'approvisionnement en électricité (EAE) qui pèsera fortement sur leurs marges. Les plus petites ou les moins solides d'entre-elles risquent même de disparaître, avec des conséquences très négatives pour l'emploi et les conditions de travail et salariales des employé-e-s.
- Un risque pour le développement des énergies renouvelables – même si on prévoit de l'électricité suisse renouvelable dans l'approvisionnement de base – tant que l'on n'oblige pas l'industrie du charbon en Europe à couvrir le coût de ses émissions selon le principe du pollueur- payeur.
- L'absence d'un accord sur l'électricité avec l'UE si bien que l'une des principales raisons d'ouverture complète du marché, c'est-à-dire la garantie d'un accès complet au marché européen, n'est pas donnée.

Travail.Suisse et ses fédérations professionnelles les plus directement concernées, en particulier la Fédération suisse des représentations du personnel de l'économie électrique (FPE) et le syndicat Syna qui représentent ensemble la majorité des travailleurs de la branche, regrettent vivement que cette révision ne prévoise pas la moindre mesure pour le personnel. Or, l'économie électrique subit déjà actuellement d'importants changements structurels et les entreprises de la branche ont déjà indiqué vouloir réduire les coûts et certains postes. Elles considèrent aussi que les facteurs de réussite les plus importants sur un marché libéralisé sont le service à la clientèle et la formation du personnel.¹ Si l'on ajoute le fait que la libéralisation conduit les EAE à s'orienter davantage vers les services et à moderniser le réseau de distribution (compteurs intelligents, smart-meters etc.), la nécessité de mettre davantage l'accent sur la formation et le perfectionnement professionnel pour le personnel tout comme de faciliter les reconversions sont fondamentales. C'est aussi nécessaire dans la perspective de la pénurie de personnel qualifié qui, au vu de l'évolution démographique, va encore se renforcer au cours des prochaines années.

C'est pourquoi, **Travail.Suisse demande que l'on insère dans le projet de la révision de la LApEI un article encourageant la formation et la formation continue pour le personnel de la branche.**

A l'heure actuelle, les conditions de travail et salariales dans l'économie électrique sont en général plutôt bonnes, proches de celles que l'on trouve dans le secteur public. Le fait que les EAE appartiennent à près de 90 pourcent aux collectivités publiques l'explique. Mais la libéralisation complète du marché va peser sur les conditions de travail et salariales dans la branche. C'est pourquoi, pour préserver les conditions de travail et gérer les mutations structurelles, il est nécessaire de renforcer le partenariat social dans l'économie électrique. Une convention collective de travail de branche devient nécessaire dans ce contexte pour préserver et adapter les conditions de travail. Vu le rôle fondamental que jouent les pouvoirs publics, notamment pour garantir la sécurité de l'approvisionnement, nous demandons **d'inscrire dans la LApEI un article prévoyant le principe d'une convention collective de branche, aux partenaires sociaux ensuite d'en négocier le contenu et/ou une obligation de signer une CCT pour chaque entreprise.** A ceux qui rétorqueraient que l'Etat n'a pas à s'immiscer dans les affaires d'une branche de l'économie, on

¹ L'économie électrique suisse divisée entre l'attente et l'activisme. Bilan de la situation des entreprises d'approvisionnement en électricité suisse. The Boston Consulting Group et VSE/AES, juin 2012.

rappellera que le marché libre seul, s'il n'est pas régulé par l'Etat, présente des lacunes. Par ailleurs, ce ne serait pas la première fois que l'on inscrirait le principe d'une CCT dans une loi. Ainsi, la loi sur l'organisation de la Poste suisse prévoit à son article 9 que la Poste négocie avec les associations du personnel la conclusion d'une CCT et la loi sur la Poste prévoit à l'alinéa 3 de son article 54 que quiconque est soumis à l'obligation d'annoncer doit négocier une CCT avec les associations du personnel.

Enfin, **nous considérons que ce n'est que dans la perspective d'un accord sur l'électricité avec l'UE que les inconvénients d'une libéralisation complète peuvent être contrebalancés.** Par ailleurs, le contenu de cet accord qui techniquement serait quasiment sous toit, doit être rendu public pour permettre un débat démocratique et pouvoir se prononcer en connaissance de cause.

Enfin, **sur le plan environnemental**, nous considérons que les mesures prévues ne renforcent pas la mise en œuvre des objectifs de la stratégie énergétique 2050 comme veut le faire croire le projet de révision. Certes, le fait que ce soit de l'énergie indigène qui sera utilisée pour l'approvisionnement de base est positif mais on aurait souhaité que l'on détermine de manière plus précise la part d'énergies renouvelables. Mais cela sera contrebalancé par la possibilité d'importer davantage de courant bon marché d'origine fossile de l'étranger et par la composante de puissance plus importante au niveau de la tarification du réseau, ce qui incitera moins à économiser l'électricité.

1.2 Oui à certaines mesures d'optimisation pour le réseau

Nous approuvons cependant partiellement les modifications proposées pour réduire les coûts de réseau avec une utilisation plus judicieuse des flexibilités, davantage de transparence avec l'introduction de la régulation Sunshine et la correction dans le mode de régulation actuellement adopté pour la rémunération du réseau tenant davantage compte des liens de causalité lors de l'imputation des coûts du réseau. Toutefois, **on peut introduire ces modifications ou la plupart d'entre elles pour plus d'efficacité sans qu'il soit nécessaire d'ouvrir complètement le marché.**

Nous soutenons aussi le fait que le contrôle de Swissgrid par la Suisse trouve un ancrage satisfaisant dans la loi et appuyons le renforcement des compétences régulatrices de l'ELCom.

2. Considérations sur les principaux éléments du projet de révision de la LApEI

Approvisionnement de base en électricité suisse issue des énergies renouvelables

Nous approuvons partiellement cette réglementation obligeant les gestionnaires de réseau à proposer dans l'approvisionnement de base un produit standard composé exclusivement d'énergie indigène en majeure partie renouvelable. Nous avons ici deux remarques. Primo, le terme « majeure partie » devra en effet être défini le plus précisément possible. Cette énergie doit devenir intégralement renouvelable le plus vite possible avec la sortie programmée de l'énergie nucléaire. Secundo, la proposition actuelle fait courir le risque avec un produit standard composé exclusivement d'énergie indigène de favoriser trop fortement l'énergie hydraulique et en particulier les grands producteurs comme Alpiq ou Axpo. C'est pourquoi nous proposons pour l'approvisionnement de base une disposition dans la loi qui prévoie, après une phase transitoire, **qu'on ait un produit standard composé exclusivement d'énergie renouvelable avec une part prépondérante d'énergie indigène.**

Nous plaçons aussi pour **interdire toute électricité d'origine fossile dans l'approvisionnement de base**. Déjà aujourd'hui, de nombreux gestionnaires de réseau de distribution proposent dans l'approvisionnement de base un produit standard issu d'énergies renouvelables et dans certains cas d'origine indigène à 100% (Voir notre commentaire sous point 3 sur l'alinéa 4 lettre b de l'article 6).

Régulation des tarifs d'électricité

En cas d'ouverture complète du marché de l'électricité, le rôle de l'ELCom s'avérera déterminant pour éviter que les prix de l'électricité soient abusifs dans l'approvisionnement de base. **La fourniture de l'électricité est un bien public et, à ce titre, le prix doit rester abordable pour les petits consommateurs qui souhaitent rester dans l'approvisionnement de base**. C'est pourquoi, **le rôle de l'ELCom ne doit pas se borner à exercer une surveillance contre les abus si le marché est complètement ouvert**. Si l'on renonce à fixer ex-ante un prix maximal dans l'approvisionnement de base, il faut au moins **prévoir dans la loi un écart maximal entre les prix offerts par le distributeur sur le marché libre et celui qui serait fixé dans l'approvisionnement de base**. Le nouvel article 6 LApEI sur l'approvisionnement de base ne nous paraît pas être suffisant pour garantir que les tarifs d'électricité restent abordables dans un contexte de service public pour les petits consommateurs qui ne voudraient pas aller sur le marché libre.

Réserve de stockage d'énergie

Nous pouvons accepter cette réserve qui sert à conserver de l'énergie hors marché pour les situations de pénurie critiques extraordinaires et non prévisibles. Elle constitue ainsi un élément permanent de la sécurité d'approvisionnement. Nous renonçons à nous prononcer sur les aspects techniques de la constitution de cette réserve. Nous approuvons sinon les rôles respectifs joués par le Conseil fédéral, l'ELCom et Swissgrid pour la mise en place, l'utilisation et la dissolution éventuelle de la réserve.

Tarification de l'utilisation du réseau

Nous soutenons avec réserve la composante de puissance plus importante au niveau du réseau 7 pour que les coûts facturés aux consommateurs soient plus conformes au principe de causalité. On prend certes mieux en compte la rentabilité des solutions de consommation propre. Cette réglementation devrait aussi réduire les coûts de développement du réseau à long terme. Elle est aussi appropriée pour tenir compte de l'injection d'électricité de plus en plus décentralisée. Toutefois, ces effets positifs sont quelque peu annihilés par le fait que les tarifs plus fortement axés sur la puissance pourraient réduire l'incitation à économiser de l'électricité.

Régulation Sunshine

Nous pouvons soutenir le fait que l'ELCom réalise des comparaisons très complètes entre les gestionnaires de réseau de distribution et mette les résultats à disposition du public sur son site web. La transparence accrue peut créer des incitations à l'efficacité. Cela pourrait aussi jouer un rôle positif pour investir dans le réseau intelligent (« smart grid »). Ceci dit, si cela devait s'avérer être un premier pas pour introduire une régulation incitative, Travail.Suisse ne pourra la soutenir que si, parallèlement, on met aussi en place une régulation qualitative contraignante. Les gains d'efficacité ne doivent en aucun cas se faire au détriment du personnel par davantage de pression, de stress ou de baisse des conditions salariales et de travail.

Flexibilités

Nous sommes d'accord avec les principes d'utilisation des flexibilités qui prévoient que les producteurs ou les consommateurs finaux doivent détenir le droit d'utilisation des flexibilités en particulier lorsqu'une utilisation implique des systèmes de commande et de réglage intelligents.

Améliorations concernant les services-système

Nous soutenons ces améliorations.

Liberté de choix au niveau des systèmes de mesure

Nous sommes d'accord avec la réglementation proposée. Mais les prestataires privés qui seraient choisis doivent répondre à certaines conditions, en particulier que les exigences professionnelles soient bien remplies.

Mesures visant à assurer la sécurité de l'exploitation du réseau

Nous soutenons ces mesures.

Garantie d'un « contrôle suisse » de Swissgrid

Nous pouvons nous satisfaire de cette solution bien que notre préférence irait à une société de droit public. Mais vu l'importance stratégique que revêt le réseau de transport pour la sécurité de l'approvisionnement, ce qui importe le plus c'est que Swissgrid reste une société suisse qui soit contrôlée majoritairement directement ou indirectement par les cantons et les communes. Il semble que la solution retenue et ancrée dans la loi puisse le garantir. Nous approuvons aussi, pour limiter les conflits d'intérêts, que tous les membres de la direction et du Conseil d'administration soient indépendants du secteur de l'électricité et pas seulement une majorité d'entre-eux.

ELCom

Les tâches et compétences supplémentaires de l'ELCom sont justifiées par les nouveautés du projet. Il est donc logique que l'ELCom ait de nouvelles compétences, par exemple la surveillance des abus dans le cadre de l'approvisionnement de remplacement et de l'utilisation des flexibilités ou qu'elle puisse intervenir lorsque la sécurité de l'exploitation du réseau de transport est menacée ou pour les questions ayant trait à la réserve de stockage.

Nous approuvons aussi le renforcement de sa fonction de régulation pour surveiller et appliquer les dispositions de la LApEI. Ainsi, il est judicieux dans cette optique qu'elle ait désormais un droit légal de recours qui lui permette de contester devant le Tribunal fédéral les arrêts du Tribunal administratif fédéral lorsque celui-ci ne soutient pas la décision préalable de l'ELCom.

3. Considérations sur quelques articles particuliers du projet

Article 6 Approvisionnement de base

L'alinéa 4 lettre b de l'article 6 donne la compétence au Conseil fédéral de fixer la part minimale d'énergies renouvelables du produit électrique standard. Sur ce point, le rapport explicatif (p.59) indique « qu'il pourrait être envisageable que cette part augmente progressivement en fonction des objectifs de développement de la production électrique renouvelable (art. 2LEne), pour atteindre finalement 100%. C'est pourquoi nous demandons que l'on ajoute à l'article 6 al. 4 lettre b après « la

part minimale d'énergies renouvelables du produit électrique standard avec le but d'atteindre le plus rapidement possible 100%.

Article 12 Information et facturation

L'alinéa 2 ne devrait pas avoir une formulation potestative. Nous proposons que l'on écrive non pas : « Le Conseil fédéral peut prévoir mais prévoit l'obligation pour les fournisseurs d'électricité de fournir certaines indications sur l'origine de l'électricité et de rendre publiques certaines conditions contractuelles. »

Article 13a Processus de changement

Nous proposons de biffer cet article car il ne fait de sens qu'en cas d'ouverture complète du marché que nous refusons en l'état. Il pourrait être repris au cas où les conditions pour l'ouverture complète du marché seront réunies qui sont pour nous, pour rappel, des mesures d'accompagnement pour le personnel de l'économie électrique et un accord sur l'électricité avec l'UE.

Article 17a^{ter} Systèmes de mesure intelligents

Nous sommes favorables à ce que, à une date déterminée, le Conseil fédéral rende obligatoire l'installation de systèmes de mesure intelligents. Cela contribue à la modernisation du réseau, sa numérisation et à des économies d'électricité. Il faut parallèlement ne pas oublier de disposer de bonnes conditions-cadres pour avoir suffisamment de personnel pour mettre en œuvre cette évolution vers la modernisation et la numérisation du réseau. Dans ce sens, un article sur la formation et formation continue du personnel dans la LApEI représenterait un soutien et un signal fort de la part des pouvoirs publics et serait un facteur de réussite du changement structurel en cours vers la numérisation du réseau électrique.

Article 22a Publication des comparatifs de qualité et d'efficacité

L'alinéa 3 prévoit un projet d'acte législatif pour introduire une régulation incitative si les gains d'efficacité sont insuffisants. Dans un tel cas de figure, il faut éviter que des gains d'efficacité passent par la péjoration des conditions de travail du personnel de l'économie électrique. C'est pourquoi nous proposons d'ajouter à la fin de l'alinéa la phrase suivante. « *Cette dernière (la régulation incitative) ne doit en aucun cas être obtenue par une détérioration des conditions salariales et de travail du personnel* ».

En vous remerciant de réserver un bon accueil à notre réponse et à nos propositions d'améliorations, nous vous adressons, Madame la Conseillère fédérale, Madame, Monsieur, nos salutations distinguées.



Adrian Wüthrich, président et conseiller national



Denis Torche, responsable du dossier service public



Per E-Mail

Bundesamt für Energie
Sektion Marktregulierung
3003 Bern

Bern, 18. Januar 2019

T +41 31 320 22 69
otto.hubacher@vkg.ch

Stellungnahme zur Revision des Stromversorgungsgesetzes (volle Strommarktöffnung, Speicherreserve und Modernisierung der Netzregulierung)

Sehr geehrte Frau Bundesrätin
Sehr geehrte Damen und Herren

Mit Schreiben vom 17. Oktober 2018 haben Sie die Vereinigung Kantonaler Gebäudeversicherungen (VKG) eingeladen, zur vorgenannten Angelegenheit Stellung zu nehmen. Wir danken Ihnen, dass Sie uns in den Kreis der Anhörungsadressaten aufgenommen haben.

Die VKG ist die Gemeinschaftsorganisation der Kantonalen Gebäudeversicherungen (KGV). Zweck dieser Kooperation ist es, den Brandschutz und die Elementarschadenprävention in der Schweiz nachhaltig zu fördern. Sie konsolidiert hierfür die Interessen der Vereinigung Kantonaler Feuerversicherungen, des Interkantonalen Rückversicherungsverbandes, der Präventionsstiftung der Kantonalen Gebäudeversicherungen und des Schweizerischen Pools für Erdbebendeckung.

Nach eingehender Prüfung der zugestellten Unterlagen teilen wir Ihnen mit, dass die VKG über keine näheren Anknüpfungspunkte zur Regelungsmaterie der vorliegenden Vernehmlassung verfügt. Aus diesem Grund enthalten wir uns vorliegend einer Stellungnahme.



Wir danken Ihnen für Ihre Kenntnisnahme und stehen Ihnen bei allfälligen Fragen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse



Alain Rossier
Direktor



Otto Hubacher
Bereichsleiter Rechtsdienst

Bundesamt für Energie
Sektion Marktregulierung
3003 Bern

Per Mail an stromvg@bfe.admin.ch

ORT/DATUM Zürich, 22. Januar 2019
ZUSTÄNDIG Barbara Carl
DIREKTWAHL 043 244 73 22
E-MAIL barbara.carl@suissetec.ch

Vernehmlassung zur Revision des Stromversorgungsgesetzes

Sehr geehrte Frau Bundesrätin Sommaruga

Sehr geehrte Damen und Herren

Besten Dank für die Einladung zur Vernehmlassung zur Revision des Stromversorgungsgesetzes.

Unserem Verband gehören rund 3'500 Unternehmungen aus den Branchen Sanitär, Spenglerei/ Gebäudehülle, Heizung, Klima/Kälte, Lüftung, Rohrleitungsbau/Werkleitungen sowie Solarinstallationen an.

suissetec begrüsst die **vollständige Liberalisierung des Strommarktes und die Beseitigung vorhandener Wettbewerbsverzerrungen**. Zur Erreichung einer Mehrheitsfähigkeit sowie Kompatibilität mit der Energiestrategie 2050 sind aber **zwingend flankierende Massnahmen** nötig.

Angestrebt wird eine **effiziente, dezentrale Energieversorgung** gestützt auf erneuerbare Energien. Der technische Fortschritt zeigt, dass bereits heute **gebäudetechnische Gesamtlösungen mit erneuerbaren Energien und grösseren Speicherkapazitäten** möglich sind. Hier liegt durch marktreife und günstige Technologien ein grosses Potential zur Reduktion des Energieverbrauchs und klimaschädigender Emissionen. Es ist deshalb wichtig, dass ein investitionsfreundlicher und verlässlicher Rahmen für Produktinnovationen und neue Geschäftsmodelle geschaffen wird. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass **Energie- und Klimapolitik in einer Wechselbeziehung** zueinander stehen und einander beeinflussen. So hat eine Erhöhung der CO₂-Abgabe wohl direkte positive Auswirkungen auf die **Konkurrenzfähigkeit der Energiegewinnung aus erneuerbaren Energien** aufgrund der angewendeten **Kostenwahrheit**.

Das StromVG äussert sich zudem nicht, wie die Ziele der Energiestrategie 2050 nach dem Auslaufen des Ersten Massnahmenpakets erreicht werden sollen. Mit entsprechend preisgetriebenen Förderinstrumenten muss ein nahtloser Übergang sichergestellt werden.

Art. 6 Grundversorgung

Um der Umsetzung der Energiestrategie 2050 möglichst zielführend nachzukommen, ist es unumgänglich, dass der **Mindestanteil der erneuerbaren Energiequellen** für die Grundversorgung auf **100%** festgelegt wird. In Art. 6 ist deshalb „sowie überwiegend oder“ zu streichen.

Art. 8a Speicherreserve

Um für die Zukunft optimale Rahmenbedingungen zu schaffen, welche eine breit abgestützte technologische Entwicklung berücksichtigen, empfiehlt es sich, jeweils bewusst möglichst offene Begriffe zu verwenden. Dies geschieht z.B. wenn anstatt „Speicherreserve“ „**Energiereserve**“ verwendet wird, anstatt Speicherkraftwerke z.B. „**Speichereinheiten**“ oder „**Speicherträger**“. Zudem erscheint der **Verzicht auf eine Preisobergrenze** gesetzessystematisch angebracht, da allfällige Missbräuche bereits durch das Wettbewerbsrecht abgedeckt sind. Die Energiereserve soll kein Instrument der Preisregulierung werden.

Art. 14 Netznutzungstarif

Die zukünftige Entwicklung wird vermehrt eine **dezentrale Energiegewinnung** beinhalten. In diese Richtung weist u.a. die Blockchaintechologie. Die **Netznutzungsgebühr** ist u.E. **verursachergerecht** abzubilden. Massgebend für die Höhe der Netznutzungsgebühr soll einzig der Umfang, die Art und der Zeitpunkt der Nutzung am (Haus)Anschlusspunkt sein. Die **Tarifstruktur** muss zudem **einfach, verständlich, transparent** und **nachvollziehbar** sein.

Art. 20 Abs. 3 Abbau bestehender Ungleichbehandlungen im Inland

Art. 20 Abs. 3 ist **nicht** zu **streichen**, da dieser Artikel für den Abruf von Regelenenergie vorrangig auf erneuerbare Energien insbesondere die Wasserkraft setzt. Dies fördert die Umsetzung der Energiestrategie 2050.

Messwesen

Das Messwesen soll **dezentral** und **kundenzentriert** gestaltet werden (volle Liberalisierung des Messwesens). Den Anschlussnehmern soll es frei stehen, ihre Daten den Netzbetreibern zur Verfügung zu stellen, wenn sie dies möchten.

Der Ausbau erneuerbarer Energien ist in Umsetzung der Energiestrategie 2050 auf allen Ebenen voran zu treiben. Dabei sind inländische erneuerbare Energien zu bevorzugen. Dezentralisierung und Technologieoffenheit ist durch Schaffung geeigneter diskriminierungsfreier Rahmenbedingungen auf allen Ebenen (Erzeugung, Speicherung, Verteilung usw.) zu gewährleisten.

Wir danken schon zum Voraus bestens für die Berücksichtigung unserer Anliegen.

Freundliche Grüsse

Schweizerisch-Liechtensteinischer Gebäudetechnikverband (suissetec)



Christoph Schär
Stv. Direktor



Dr. iur. Barbara Carl
Rechtskonsulentin

cc. Schweizerischer Gewerbeverband, bauenschweiz

Bundesamt für Energie
Sektion Marktregulierung
3003 Bern

Elektronisch an: stromvg@bfe.admin.ch

23. Januar 2019

Nadine Brauchli, Direktwahl +41 62 825 25 10, nadine.brauchli@strom.ch

Stellungnahme zur Revision des Stromversorgungsgesetzes (volle Strommarktöffnung, Speicherreserve und Modernisierung der Netzregulierung)

Sehr geehrte Damen und Herren

Der Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) dankt Ihnen für die Möglichkeit, zu den im Rahmen der Revision StromVG vorgeschlagenen Änderungen und Neuerungen Stellung nehmen zu können. Er nimmt diese Gelegenheit gerne wahr und äussert sich wie folgt:

Die wichtigsten Forderungen des VSE in Kürze

Der VSE nimmt die Vorschläge des Bundesrates zur Kenntnis und äussert dazu gewichtige Vorbehalte. Im europäischen Umfeld ist innerhalb von wenigen Jahren ein massiver Abbau an gesicherter Kapazität absehbar, welcher sich negativ auf die Importfähigkeit der Schweiz auswirken wird. Um die langfristige Versorgungssicherheit in allen Jahreszeiten sicherstellen zu können, braucht es Investitionen in die bestehende und in neue einheimische Produktion. Die Revision des StromVG gibt auf diese Herausforderungen keine befriedigenden Antworten. Der VSE teilt grundsätzlich die Ziele des Bundesrates, erachtet jedoch die Schlussfolgerungen zur Versorgungssicherheit und die darauf aufbauend vorgeschlagenen Massnahmen (Speicherreserve und Qualitätsvorgaben für das Standard-Produkt in der Grundversorgung) als ungenügend. Daher ist die zugrundeliegende System-Adequacy-Analyse hinsichtlich der Entwicklungen im europäischen Umfeld aufzudatieren und sind daraus die für die Versorgungssicherheit relevanten Schlüsse zu ziehen.

Im Bereich der Netzregulierung besteht kein grundlegender gesetzgeberischer Handlungsbedarf. Das StromVG hat sich grundsätzlich bewährt. Staatseingriffe und Anpassungen des regulatorischen Rahmens sind nur vorzunehmen, wenn nachweislich eine Notwendigkeit besteht. Im Übrigen sind das Subsidiaritätsprinzip und das Verhältnismässigkeitsprinzip zu achten. Im Interesse der Rechtssicherheit ist die Stabilität des Rechtsrahmens zu beachten.

Sollte der Bundesrat die Revision des StromVG in der unterbreiteten Form weiterverfolgen, sind umfangreiche Anpassungen an der Vorlage notwendig:

- Ein wirksames **Marktdesign** muss effiziente Märkte und verlässliche Rahmenbedingungen schaffen, damit die Richtwerte der Energiestrategie 2050 und die Klimaziele der Schweiz erreicht und die Versorgungssicherheit gewährleistet werden können. Die vorgeschlagenen marktbasierenden Instrumente alleine werden dazu nicht ausreichen. Nebst Instrumenten für die kurzfristige Versorgungssicherheit, braucht es langfristige Anreize für Investitionen in bestehende und neue Produktionsanlagen sowie Massnahmen, welche bei langanhaltend tiefen Marktpreisen wirksam werden. Bestandteil des Marktdesigns ist zudem eine Flexibilisierung des Wasserzinses, welche bei einer allfälligen vollständigen Marktöffnung umso dringlicher wird.
- Eine **Speicherreserve** dient der kurz- bis mittelfristigen Versorgungssicherheit. Sie bewirkt jedoch keine zusätzlichen Investitionen und leistet somit keinen Beitrag, um langfristig der Wahrscheinlichkeit des Eintretens von Knappheitssituationen entgegenzuwirken. Die Ausgestaltung der Speicherreserve muss möglichst offen sein, so dass insbesondere auch Verbraucher daran teilnehmen können. Eine Angebotsverpflichtung für Verbraucher, Speicherkraftwerksbetreiber und Speicherebetreiber lehnt der VSE ab. Die Entschädigung für den Abruf muss sich nach dem Marktpreis richten.
- Die **vollständige Strommarktöffnung** muss im Gesamtkontext beurteilt werden. Sollte diese durch den Gesetzgeber beschlossen werden, braucht es im Prinzip keine Grundversorgung (s.a. nachfolgenden Punkt). Im Fall einer vollständigen Marktöffnung ist eine Übergangszeit von mindestens zwei Jahren nötig, um den Aufbau der nötigen Prozesse und IT-Systeme zu gewährleisten. Die Abnahme- und Vergütungspflicht ist aufzuheben.
- Wird im Fall einer vollständigen Marktöffnung an einer **Grundversorgung** festgehalten, ist sowohl auf eine Preis- wie auch auf eine Produktregulierung zu verzichten, da genügend Substitutionsmöglichkeiten bestehen und keine Marktmacht vorhanden ist. Die Endkunden haben jedes Jahr die Möglichkeit, aus der und in die Grundversorgung zu wechseln. Die Grundversorgung unterliegt damit den Marktkräften. Eine Preisregulierung ist unnötig. Eine Produktvorgabe ihrerseits greift in die unternehmerische Freiheit einzelner Marktakteure ein und stellt in Kombination mit einer Preisvorgabe ein unzumutbares Risiko für die Verteilnetzbetreiber dar. Der Absatz in die Grundversorgung wird zudem zu klein und zu unsicher sein, um die erhofften Signale für Investitionen in heimische, erneuerbare Energien zu bewirken.
- Der VSE lehnt eine **Liberalisierung im Bereich des Messwesens** ab. Sie bringt einen erheblichen Mehraufwand, der in keinem Verhältnis zum vergleichsweise geringen Marktvolumen steht. Die volkswirtschaftlichen Kosten wären grösser als das Ertragspotenzial. Dies bestätigen auch internationale Erfahrungen. Das bestehende, systemzentrisch ausgerichtete Messwesen ist in sich kongruent, effizient und regulatorisch überschaubar. Das Ausmass der staatlichen Intervention bei einer Teilliberalisierung ist zudem unverhältnismässig in Anbetracht des geringen Nutzens.
- Damit die aus gesamtwirtschaftlicher Sicht zentrale Netzstabilität gewährleistet werden kann, braucht es die Beteiligung aller Akteure und Netznutzer. In Situationen mit hoher Netzbelastung kommt der Verfügbarkeit von netzdienlichen **Flexibilitäten** eine prioritäre Bedeutung gegenüber anderen Nutzungszwecken zu, welche gesetzlich sicherzustellen ist. Dazu gehört die Möglichkeit, in einem eng definierten Rahmen eine Reduktion von Einspeisespitzen vornehmen zu können.
- Die aus alter Zeit stammende **Netztarifizierung** behindert die politisch gewünschte Entwicklung zu mehr Dezentralität. Sie muss an die heutige Realität angepasst werden, um eine verursachergerechte Netzkostentragung sicher zu stellen. Der Leistungsbedarf muss stärker gewichtet werden. Die heutigen gesetzlichen Grundlagen sind dazu grundsätzlich ausreichend, jedoch braucht es eine

Anpassung auf Verordnungsstufe. Die vorgeschlagenen rigiden Vorgaben auf Gesetzesstufe sind abzulehnen, da sie der Dynamik und Komplexität des Elektrizitätsmarktes und der Netztarifizierung nicht gerecht werden. Dezentrale Märkte und Produkte benötigen dynamische und flexible Tarife.

- Die Ergänzung des bestehenden Regulierungsmodells durch die **Sunshine-Regulierung** zur Erhöhung der Transparenz ist grundsätzlich positiv zu werten. Voraussetzung ist jedoch, dass der Aufwand für die Verteilnetzbetreiber verhältnismässig ist, die spezifischen strukturellen Verhältnisse der Unternehmen berücksichtigt werden und die Veröffentlichungen einen Mehrwert darstellen.
- Der VSE lehnt die Ausweitung der **Auskunftspflicht** gegenüber den Behörden und die **Datenweitergabe** zwischen Behörden und gegenüber Swissgrid als Marktakteurin ab. Die gesetzliche Auskunftspflicht hat sich auf den Vollzug des Gesetzes zu beschränken. Auf Datenerhebungen ohne konkreten Nutzen für den verfolgten Zweck ist zu verzichten. Die Datenweitergabe im Fall einer Gefährdung des sicheren Übertragungsnetzbetriebs ist bereits sichergestellt.
- Initiativen der Branche für einen **Datenhub** sind bereits im Gang. Subsidiären Lösungen ist gegenüber staatlichen Vorgaben und Vorschriften der Vorzug zu geben.

1 Einleitende Bemerkungen

1.1 Angemessenes Stromversorgungssystem

Aufgrund der Ziele der Energiestrategie 2050, der Ratifizierung des Klimaabkommens von Paris und damit verbunden der Dekarbonisierung und Elektrifizierung wird sich die Energieversorgung der Schweiz stark verändern. Bereits heute weist die Schweiz im Strombereich im Winter ein strukturell bedingtes Produktionsdefizit auf. Dieses wird sich aufgrund des schrittweisen Verzichts auf Kernenergie verstärken. Durch die Vorgaben des neuen Energiegesetzes und die technische und gesellschaftliche Realität wird primär Photovoltaik zugebaut. Diese trägt allerdings hauptsächlich zur Produktion in den Sommermonaten bei. Für die Versorgung in den Wintermonaten mit dem höchsten Importbedarf leistet die Photovoltaik einen ungenügenden Beitrag. Vor diesem Hintergrund muss die Schweiz ihre Versorgung verstärkt auf Importe abstützen. Die Herausforderung, die Versorgung unter diesen Bedingungen jederzeit sicherzustellen, wird dadurch ungleich grösser, denn die Versorgungssicherheit hängt bei Importen letztlich von der Exportbereitschaft und vom Exportvermögen der angrenzenden Staaten ab. Eine verstärkte Importabhängigkeit ist deshalb mit erheblichen Risiken verbunden. Die ElCom empfiehlt deshalb, dass «ein substantieller Teil der wegfallenden Winterproduktion der Kernkraftwerke weiterhin im Inland produziert wird».¹ Der VSE teilt diese Meinung.

Auch in den umliegenden Ländern sieht die Energielandschaft grossen Veränderungen entgegen: In ganz Europa soll der Ausbau an erneuerbaren Energien fortschreiten. Die erneuerbaren Energien sollen die künftige Stromversorgung zu einem grossen Teil sicherstellen. Dies ist nur unter günstigen Wetterbedingungen möglich. Gleichzeitig steht der Abbau von gesicherter, wetterunabhängiger Leistung an: In Deutschland wird der Kernenergieausstieg bis 2022 für weitere Ausserbetriebnahmen grosser Kraftwerkskapazitäten (minus 9,5 GW, davon 5,4 GW im süddeutschen Raum) sorgen. Hinzu kommt der in Diskussion befindliche «Kohle-

¹ Stromversorgungssicherheit der Schweiz 2018, ElCom, Mai 2018;
<https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2018/Stromversorgungssicherheit%20der%20Schweiz%202018.pdf>

ausstieg». Auch Frankreich verfolgt das Ziel, bis 2035 seinen Nuklearkern von aktuell 75% der Nachfrage auf 50% abzubauen (minus 20 GW) und bis 2022 aus der Kohleverstromung auszusteigen (minus 3 GW).² Das Joint Research Centre (JRC), der wissenschaftliche Dienst der Europäischen Kommission, erwartet in der gesamten EU einen massiven Abbau der installierten Leistung von Kohlekraftwerken. Diese soll insgesamt um 63% reduziert werden, von 150 GW (2016) auf 105 GW bis 2025 und weiter auf 55 GW bis 2030.³

Im europäischen Umfeld ist also innerhalb von wenigen Jahren ein massiver Abbau an gesicherter Kapazität absehbar (insgesamt über 124 GW), welcher sich negativ auf die Importfähigkeit der Schweiz in kritischen Wittersituationen auswirken wird. Daher haben 10 Stromverbände aus ganz Europa, darunter der VSE, eine gemeinsame Erklärung zur Versorgungssicherheit unterzeichnet.⁴ Die Verbände warnen darin, dass die heutigen Marktbedingungen die notwendigen Investitionen in Kraftwerke und Netze nicht gewährleisten können.

Aufgrund dieser Feststellungen ist der VSE der Ansicht, dass die vorgeschlagene Revision StromVG keine befriedigenden Antworten auf die sich stellenden Herausforderungen bezüglich langfristiger Versorgungssicherheit in allen Jahreszeiten gibt. Auch die ElCom teilt diese Meinung und fordert «neben der strategischen Reserve weitere Massnahmen, um auch in Zukunft eine substantielle Energieproduktion in der Schweiz im Winterhalbjahr aufrecht zu erhalten».⁵

Der Bundesrat hingegen ist der Meinung, «dass die Versorgungssicherheit als unkritisch einzustufen ist, solange die Schweiz im europäischen Strommarkt integriert ist» und dass es «bis zum Jahr 2035 (...) kein signifikantes Versorgungssicherheitsproblem in der Schweiz» gibt (Erläuternder Bericht, S. 7).

Diesen Aussagen liegt die System-Adequacy-Studie des Bundesamts für Energie zugrunde.⁶ Aus Sicht des VSE berücksichtigt diese die geschilderten Herausforderungen zu wenig. Die Studie geht im Basisszenario von viel zu optimistischen Annahmen aus, so zum Beispiel:

- Die System-Adequacy-Studie nimmt den Ausbau der erneuerbaren Energien in der Schweiz gemäss der Energiestrategie 2050 als gegeben an und rechnet damit, dass die Bestandsanlagen Wasserkraft weiterhin im Markt bleiben. Vergessen wird dabei nicht nur, dass die von der Energiestrategie 2050 eingeführten Instrumente zeitlich befristet sind, sondern auch, dass bei der Wasserkraft aufgrund der gesetzlich vorgeschriebenen ökologischen Sanierungen mit Produktionseinbussen von rund 6% der heutigen Wasserkraftproduktion zu rechnen ist.⁷
- Des Weiteren verwendet die System-Adequacy-Studie Kraftwerksverfügbarkeiten (EU Referenz Szenario 2016), welche die Massnahmen Europas, basierend auf ihrer Klima- und Energiepolitik 2030 und auch die Massnahmen, welche auf das Pariser Abkommen folgen werden, noch nicht berücksichtigen.
- Die System-Adequacy-Studie unterschätzt im Zusammenhang mit der Dekarbonisierung die zunehmende Elektrifizierung. Sie geht für die Schweiz von einer sinkenden bis nur leicht steigenden und für die Nachbarländer von einer gleichbleibenden Nachfrage aus. Eurelectric beispielsweise rechnet mit

² Rede des französischen Staatspräsidenten Emmanuel Macron «Transition énergétique: changeons ensemble», 27. November 2018; <https://www.elysee.fr/emmanuel-macron/2018/11/28/transition-energetique-changeons-ensemble>

³ EU coal regions: opportunities and challenges ahead, JRC, 2018; <http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC112593/kjna29292enn.pdf>

⁴ Joint appeal from energy industry and industry associations to secure the electricity supply in Europe, 10. Oktober 2018;

https://www.strom.ch/system/files/media/documents/Joint_appeal_energy_industry_europe_0.pdf

⁵ ElCom fordert Anreize für Winterproduktion, Medienmitteilung der ElCom, 29. November 2018;

<https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-73132.html>

⁶ Modellierung der System Adequacy in der Schweiz im Bereich Strom. Schlussbericht, ETHZ und Universität Basel im Auftrag des BFE, Februar 2018; http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_124393280.pdf

⁷ Energieeinbussen aus Restwasserbestimmungen – Stand und Ausblick, publiziert in «Wasser Energie Luft», Fachzeitschrift des SWV, Heft 4/2018, Seiten 233-245; https://issuu.com/swv_wel/docs/wel_4_2018/6

- einem Nachfrageanstieg in Europa um einen Faktor 1,4 bis 2035 unter der Einhaltung des Pariser Abkommens.⁸
- Auch bei den Netzausbauprojekten der Nachbarländer ist die System-Adequacy-Studie zuversichtlich und geht von einer maximalen Verzögerung von 5 Jahren aus; dies obwohl insbesondere in Deutschland der Nord-Süd-Netzausbau schon seit Jahren kaum voranschreitet. Dieser sollte Windenergie (43 GW, resp. ca. 65 bis 70 TWh pro Jahr) aus dem Norden Deutschlands nach Süden bringen.
 - Zudem geht die System-Adequacy-Studie von einer vollständigen Integration der Schweiz in den europäischen Strommarkt aus. Physisch und technisch sind die Voraussetzungen für eine Teilnahme der Schweiz am europäischen Strommarkt zwar gegeben. Politisch fehlt jedoch ein entsprechendes Abkommen. Mit der fehlenden Einbindung in den EU-Binnenmarkt fehlen jedoch stabile Grundlagen für den länderübergreifenden Stromhandel. Insbesondere in Notsituationen wird die Schweiz als Drittstaat aussen vor bleiben.

Die in der System-Adequacy-Studie ebenfalls gerechneten EU Szenarien (beschleunigte Transformation) und Extremszenarien kommen den eingangs geschilderten Herausforderungen der Energiewirtschaft weit näher. Die Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke sowie der Kohlekapazitäten in Deutschland werden deutlich reduziert, auch wird mit Ausfällen der Schweizer Wasserkraft gerechnet. Diese EU Szenarien und Extremszenarien, welche durchaus wahrscheinlich sind, gilt es auszubauen und ins Zentrum zu rücken. Auch müssen die Entwicklungen von ganz Europa berücksichtigt werden und nicht nur die der vier direkten Nachbarländer der Schweiz, insbesondere im Hinblick auf den eingangs erwähnten, europaweiten Abbau der installierten Leistung von Kohlekraftwerken.

Die EU Szenarien (beschleunigte Transformation) und die Extremszenarien zeigen zudem, wie wichtig eine gute Verfügbarkeit der Schweizer Wasserkraft für die Versorgungssicherheit ist. Ab 2035 laufen die Konzessionen von dutzenden Schweizer Wasserkraftwerken aus. Die Verhandlungen dazu beginnen bereits 10 bis 15 Jahre davor. In Anbetracht dieser bevorstehenden Rekonzessionierungswelle in der Schweiz und der damit einhergehenden, sehr langfristigen Investitionen ist es unerlässlich, bereits heute die notwendigen Investitionsanreize zu schaffen und nicht erst dann, wenn sich kritische Situationen anbahnen.

Der VSE fordert, dass bei der Überarbeitung der System-Adequacy-Studie im 2019 die oben geschilderten Entwicklungen im Basisszenario angemessen berücksichtigt werden. Erst auf Basis einer Auslegeordnung, welche alle kritischen Elemente aufzeigt, kann in der politischen Diskussion eine robuste Einschätzung der möglichen Versorgungsrisiken und darauf aufbauend eine Abwägung zwischen möglichen Massnahmen und allenfalls zu tragenden Risiken vorgenommen werden.

Davon abgeleitet braucht es ein Marktdesign, welches die Finanzierung der bestehenden und neuen einheimischen Produktion und die Versorgungssicherheit in allen Jahreszeiten sicherstellt.

Für die Versorgung erschwerend kommt hinzu, dass wesentliche Parameter künftig Einfluss auf die System-sicherheit haben werden. Dazu zählen beispielsweise die Vervielfachung der Akteure im Energiemarkt oder regulatorische Eingriffe, welche den Schutz kritischer Infrastruktur tangieren (so z.B. die Verpflichtung, Geodaten zu veröffentlichen, oder Zugriffsrechte Dritter auf die Steuersysteme).

⁸ Decarbonisation pathways, eurelectric, November 2018, (jährliches Wachstum von 2.1% während 16 Jahren); <https://cdn.eurelectric.org/media/3457/decarbonisation-pathways-h-5A25D8D1.pdf>

Antrag:

- System-Adequacy-Analyse aufdatieren und die für die Versorgungssicherheit relevanten Schlüsse ziehen.
- Massnahmen an die Erkenntnisse anpassen durch ein Marktdesign, welches die Finanzierung der bestehenden und neuen einheimischen Produktion und die Versorgungssicherheit in allen Jahreszeiten sicherstellt.
- Systemsicherheit berücksichtigen (Vervielfachung der Akteure, Schutz kritischer Infrastruktur).

1.2 Angemessener Rechtsrahmen

Der VSE hat sich seit Wiederaufnahme der Arbeiten an der Revision des StromVG im Jahr 2014 kritisch gegenüber dem Vorhaben geäussert. Bereits im Rahmen der Stakeholder-Treffen des BFE und in mehreren Stellungnahmen hat der VSE betont, dass sich das StromVG grundsätzlich bewährt hat.

Die Schwierigkeiten der Startphase des StromVG sind überwunden. Die Wechselmöglichkeiten in den freien Markt werden rege genutzt, die ElCom nimmt ihre Aufsichtsfunktion wirksam wahr und zahlreiche Rechtsfragen wurden durch höchstrichterliche Entscheide geklärt. Die Ziele gemäss Art. 1 StromVG werden erreicht, soweit dem nicht externe Einflussfaktoren entgegenstehen. Der VSE steht der Revision des StromVG bezüglich der Netzregulierungs-Aspekte deshalb weiterhin kritisch gegenüber.

Die Energiegesetzgebung und insbesondere die Netzregulierung hat in den vergangenen Jahren wiederholte und massive Eingriffe erfahren. Mit der Energiestrategie 2050 gehen grundlegende Neuerungen einher, welche in der Praxis noch auf Jahre hinaus Umstellungen und Anpassungen erfordern werden. Zu nennen sind insbesondere die Regelungen im Bereich des Eigenverbrauchs, des Smart Meter Rollouts und des Einsatzes von intelligenten Steuer- und Regelsystemen. Hinzu kommt, dass in diesen Bereichen mit der Strategie Stromnetze bereits wieder Änderungen beschlossen wurden, welche im Verlauf des Jahres 2019 in Kraft treten werden, und dass regelmässig Anpassungen auf Verordnungsstufe zur Diskussion gestellt werden. Die hohe Kadenz von Regulierungsänderungen untergräbt die Rechtsstabilität, verursacht hohen Aufwand und ist investitionshemmend. Dies ist nicht im Interesse der politischen Zielsetzungen und erschwert die angestrebte Transformation, welche langfristige Investitionen und eine Neuausrichtung von Geschäftsmodellen erfordert und dazu eine Kontinuität des Regulierungsrahmens voraussetzt.

Der VSE fordert deshalb, dass auf immer stärkere Detailregulierungen, wie sie in den vergangenen Jahren gerade im Netzbereich erfolgt sind, verzichtet wird. Diese Regulierungen sind mit Folgekosten verbunden und schränken den unternehmerischen Handlungsspielraum ein. Staatliche Massnahmen sind nur vorzunehmen, wenn die Notwendigkeit eines hoheitlichen Eingriffs aufgezeigt werden kann. Zudem ist das Verhältnismässigkeitsprinzip zu wahren und Massnahmen sind auf den geringstmöglichen Eingriff zu beschränken. Wo immer möglich ist auf subsidiäre Lösungen zu setzen, da die Marktakteure aufgrund ihrer Praxiskenntnisse am besten in der Lage sind, sachgerechte Lösungen zu erarbeiten. In diesem Sinn sollte auch das Ziel eines Regulierungsabbaus verfolgt werden.

Bezogen auf die konkreten, in der Revisionsvorlage unterbreiteten Themen der Netzregulierung, besteht aus Sicht des VSE kaum gesetzgeberischer Handlungsbedarf:

- Der VSE lehnt eine (Teil-)Liberalisierung im Bereich des Messwesens ab. Das heutige, systemzentrisch organisierte Messwesen ist in sich kongruent, effizient und regulatorisch überschaubar. Eine Teilliberalisierung dagegen hätte erhebliche Nachteile und ist bezüglich ihrer Eingriffstiefe und Auswirkung unverhältnismässig (s. Kapitel 2.5).
- Der VSE stimmt der gesetzlichen Regelung der Sunshine-Regulierung zu, sofern diese fair ausgestaltet wird, nur Aspekte enthält, die auch aussagekräftig und erhebbar sind und die Netzbetreiber nicht mit Reporting-Pflichten belegt werden, welche über das heutige Ausmass hinaus gehen (s. Kapitel 2.8).
- Im Rahmen der Energiestrategie 2050 wurde auf Gesetzesstufe bereits die Voraussetzung für verursachergerechtere Netztarife geschaffen. Diese sind primär auf Verordnungsstufe umzusetzen. Allfällige weitere Änderungen auf Gesetzesstufe müssen den Handlungsspielraum bei der Netztarifierung vergrössern (s. Kapitel 2.7).
- Zur Regelung der Flexibilität sind schlanke gesetzliche Regeln zu finden und im Übrigen subsidiäre Lösungen anzustreben, wobei die Gewährleistung eines sicheren und effizienten Netzbetriebs ausschlaggebend ist. Einseitige Regelungen zu Lasten der Verteilnetzbetreiber lehnt der VSE ab (s. Kapitel 2.6).

Bezüglich der Themen im Bereich des Marktdesigns unterstützt der VSE zwar die Ziele des Bundesrates, erachtet aber deren Umsetzung, insbesondere vor dem Hintergrund der eingangs erläuterten Entwicklungen (s. Kapitel 1.1), nicht als ausreichend. Die beiden vorgeschlagenen Massnahmen sind nicht geeignet, angesichts eines sich verändernden Marktumfelds den Erhalt der bestehenden inländischen erneuerbaren Produktion und deren Ausbau gemäss den Zielen der Energiestrategie 2050 sicherzustellen.

- Eine Speicherreserve wirkt kurz- und mittelfristig zur Behebung konkreter Knappheitssituationen. Sie löst jedoch weder Ersatzinvestitionen in die bestehenden Kapazitäten noch Investitionen in den Ausbau von Kapazitäten aus (s. Kapitel 2.1 und 2.2).
- Die Wirksamkeit von Qualitätsvorgaben für das Standard-Produkt in der Grundversorgung für die Zielerreichung der Energiestrategie 2050 ist in einem geöffneten Markt stark begrenzt. Sie werden aufgrund der fehlenden Absatzsicherheit ebenfalls nicht genügend Signale für Investitionen generieren (s. Kapitel 2.1 und 2.4).

Aufgrund dieser Feststellungen nimmt der VSE die unterbreitete Revision des StromVG zur Kenntnis, äussert jedoch gewichtige Vorbehalte. Im nachfolgenden Kapitel 2 nimmt der VSE zu den bereits zitierten Themen ausführlich Stellung. Sollte der Bundesrat die Revision des StromVG entgegen der Kritik des VSE in der unterbreiteten Form weiterverfolgen, formuliert der VSE ausführliche Änderungsanträge, welche abschliessend in der Synopse in der Beilage aufgelistet sind. Die Synopse ist integraler Bestandteil der vorliegenden Stellungnahme.

Antrag:

- Der VSE nimmt die Vorschläge des Bundesrates zur Kenntnis und äussert dazu gewichtige Vorbehalte.
- Im Bereich der Netzregulierung besteht kein grundlegender gesetzgeberischer Handlungsbedarf. Staatseingriffe und Anpassungen des regulatorischen Rahmens sind nur vorzunehmen, wenn nachweislich eine Notwendigkeit besteht. Im Übrigen sind das Subsidiaritätsprinzip und das Verhältnismässigkeitsprinzip zu achten. Im Interesse der Rechtssicherheit ist die Stabilität des Rechtsrahmens zu beachten.

- Bei den Themen im Bereich des Marktdesigns teilt der VSE grundsätzlich die Ziele des Bundesrates, erachtet jedoch die Massnahmen (Speicherreserve und Qualitätsvorgaben für das Standard-Produkt in der Grundversorgung) als ungenügend.

2 Bemerkungen und Anträge zu den wichtigsten Themen

2.1 Anforderungen an das Marktdesign

Die vom Bundesrat vorgeschlagenen Massnahmen einer Speicherreserve und von Qualitätsvorgaben für das Standard-Produkt in der Grundversorgung werden weder der prioritären Notwendigkeit einer langfristig sicheren Versorgung gerecht, noch bieten sie eine valable zweite Phase der Energiestrategie 2050 an, welche deren Zielerreichung sicherstellen würde. Zudem ist festzustellen, dass der gesetzliche Auftrag von Art. 30. Abs. 5 des Energiegesetzes, welcher insbesondere für die Wasserkraft die Einführung eines marktnahen Modells zur Ablösung der Marktprämie fordert, nicht erfüllt wird. Ebenso wenig trägt der Vorschlag des Bundesrates der vom Parlament überwiesenen Motion 18.3000 «Investitionsanreize für den langfristigen Erhalt der Schweizer Stromproduktionsanlagen» Rechnung, welche die Schaffung von Investitions- oder Reinvestitionsanreizen für den langfristigen Erhalt der Schweizer Stromproduktionsanlagen, insbesondere der Wasserkraft, verlangt.

Der Absatz in die Grundversorgung wird bei vollständiger Marktöffnung für die Betreiber wohl zu klein und erst recht zu unsicher sein, um genügend Signale für Investitionen in heimische, erneuerbare Energien zu bewirken. Der heutige Verbrauch in der Grundversorgung beträgt rund 32 TWh Strom. Mit der vollständigen Marktöffnung müssen alle Verbraucher über 100 MWh aus der Grundversorgung raus. Weitere werden freiwillig in den Markt wechseln. Ein Angebot von 36 TWh Wasserkraft zuzüglich 11 TWh aus anderen erneuerbaren Energien gemäss Energiestrategie 2050 steht somit den verbleibenden Kunden mit Wahlrecht (Stromverbrauch Haushalte: ~ 20 TWh) gegenüber. Eine Knappheit fehlt somit und es wird kaum ein preistreibender Effekt auf den ökologischen Mehrwert, das heisst auf die Marktpreise der Schweizer Herkunftsnachweise aus erneuerbaren Energien erzeugt. Ein nachhaltiger Effekt für die heimische Produktion bleibt aus. Der ökologische Mehrwert (Jahresbetrachtung) der erneuerbaren Energien wird zudem künftig weitgehend in der Schweiz erwirtschaftet werden müssen, da Schweizer Herkunftsnachweise in der Europäischen Union aufgrund des Clean Energy Packages ohne Stromabkommen nicht mehr anerkannt werden.

Ein wirksames Marktdesign muss effiziente Märkte und verlässliche Rahmenbedingungen schaffen, damit die Richtwerte der Energiestrategie 2050 und die Klimaziele der Schweiz erreicht und die Versorgungssicherheit gewährleistet werden können. Der VSE teilt die Ansicht des Bundesrates, dass der Energy-only-Markt (EOM) die Basis des Strommarktdesigns bildet, kombiniert mit einem wirksamen CO₂-Markt. Dazu braucht es eine konsequente, wirksame und europäisch abgestimmte Klimapolitik. Ein hoher CO₂-Preis trägt zum Erhalt der bestehenden Wasserkraft wie auch zum Ausbau der erneuerbaren Energien in der Schweiz bei. So wird ein wesentlicher Beitrag zur Erreichung der Vorgaben und Richtwerte der Energiestrategie 2050 und der Klimaziele geleistet.

Diese marktbasierenden Instrumente alleine werden jedoch nicht zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ausreichen. Es braucht deshalb ergänzende Ansätze:

- **Speicherreserve**
Die vorgeschlagene Speicherreserve trägt, in Abhängigkeit der Kontrahierungsdauer, zur kurz- und mittelfristigen Versorgungssicherheit bei. Die Speicherreserve stellt in Situationen, in denen der Markt die Nachfrage nicht decken kann, Energiereserven für eine im Voraus definierte Zeitspanne zur Verfügung. Sie bewirkt jedoch keine zusätzlichen Investitionsanreize über den Kontrahierungszeitraum hinaus, welche die Wahrscheinlichkeit des Eintretens von Knappheitssituationen verringern würden.
- **Mechanismen mit Investitionsanreizen für bestehende und neue Produktionsanlagen**
Für die langfristige Versorgungssicherheit in allen Jahreszeiten sollen gezielte Anreize für Investitionen in Produktionsanlagen gesetzt werden (wie zum Beispiel durch einen Zentralen oder Dezentralen Kapazitätsmarkt, einen Differenzkostenvertrag (CFD-Modell) oder ein Quotenmodell).
- **Demand Side Management**
Mit Demand Side Management können die Lastspitzen verringert und die vorhandenen Flexibilitäten effizient genutzt werden. Flexibilitäten auf Nachfrage- und Angebotsseite sowie Speicher sind basierend auf den Marktgegebenheiten auf verschiedenen Märkten einzusetzen (Energiamarkt, SDL-Markt etc.). Dazu braucht es auch zukunftsfähige Netztarife.

Der Erhalt der bestehenden Produktion aus Wasserkraft wie auch der Ausbau der heimischen erneuerbaren Energien (Wasser, Wind und Photovoltaik) sind Voraussetzung für die Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele sowie der Sicherstellung der Versorgung. Sollte der Bestandserhalt und der Ausbau der erneuerbaren Energien aufgrund langanhaltend tiefer Marktpreise oder Preiserwartungen gefährdet sein und stehen keine alternativen Instrumente zur Verfügung, sollen folgende Modellansätze Abhilfe schaffen:

- **Marktpremie für die Grosswasserkraft**
Unter anhaltend tiefen Marktpreisen braucht es Massnahmen für die Kostendeckung. Die mit der Energiestrategie 2050 eingeführte Marktpremie ist abhängig von der Strommarktsituation weiterzuführen und zu optimieren. Sie wird in Abhängigkeit der Marktpreise ausbezahlt. Steigen die Marktpreise über die Gestehungskosten, erfolgt keine Auszahlung. Im umgekehrten Fall erhalten die Wasserkraftwerke einen Deckungsbeitrag.
- **Investitionsbeiträge**
Die mit der Energiestrategie 2050 eingeführten Investitionsbeiträge für die Grosswasserkraft (für Erweiterungen und Ausbau, und müssten auch für Erneuerungen gelten) sollen auf die Windenergie und gegebenenfalls auf die Photovoltaik ausgeweitet und weitergeführt werden. Sie setzen Investitionsanreize, welche sich aufgrund von langfristig tiefen Preiserwartungen nicht rechnen. Anlagen mit negativem Net Present Value (NPV) erhalten einen Beitrag zur Deckung der nichtamortisierbaren Investitionskosten. Steigen die jährlich gerechneten Preiserwartungen, so dass von einem positiven NPV auszugehen ist, entfallen die Beiträge.

Ferner ist hervorzuheben, dass die Wasserkraft mit einer hohen Abgabebelastung konfrontiert ist. Der Wasserzins allein macht im Durchschnitt fast ein Viertel der Gestehungskosten der Wasserkraft aus. Die hohe Abgabebelastung untergräbt die Wettbewerbsfähigkeit unserer mit Abstand wichtigsten einheimischen und erneuerbaren Stromproduktionsressource gegenüber der ausländischen Konkurrenz, welche keine vergleichbaren Abgaben kennt, und damit mittelbar die Versorgungssicherheit. Die Entlastung der Produktion von Abgaben fehlt jedoch in der unterbreiteten Vorlage, ebenso wie die Flexibilisierung des Wasserzinses, obwohl diese vom Bundesrat wie auch vom VSE als unumgänglich erachtet wird und vom Bundesrat im

Zusammenhang mit dem neuen Marktdesign bereits mehrfach in Aussicht gestellt wurde. Der VSE erwartet, dass die Einführung des flexiblen Wasserzinses spätestens im Zusammenhang mit der Revision StromVG umgesetzt wird.

Antrag:

- Der VSE fordert die Einführung eines Marktdesigns, welches der Versorgungssicherheit und den energie- und klimapolitischen Zielen gerecht wird.
- Nebst Instrumenten für die kurzfristige Versorgungssicherheit braucht es langfristige Anreize für Investitionen in bestehende und neue Produktionsanlagen sowie Massnahmen, welche bei langanhaltend tiefen Marktpreisen wirksam werden.
- Bestandteil des Marktdesigns muss zudem eine Flexibilisierung des Wasserzinses sein.

2.2 Speicherreserve

Aus Sicht des VSE ist die Speicherreserve ein Instrument, um in Situationen, in denen der Markt die Nachfrage nicht decken kann, Energiereserven zur Verfügung zu stellen. In Abhängigkeit der Kontrahierungsdauer dient eine Speicherreserve der kurz- bis mittelfristigen Versorgungssicherheit. Sie wirkt dann, wenn im definierten Betrachtungs- und Kontrahierungszeitraum eine Knappheit auftritt. Sie bewirkt jedoch keine zusätzlichen Investitionen über den Kontrahierungszeitraum hinaus und leistet somit keinen Beitrag, um die Wahrscheinlichkeit des Eintretens der Knappheitssituation zu verringern. Der VSE erachtet deshalb die Einrichtung einer Speicherreserve nicht als ausreichend, um die Versorgungssicherheit langfristig sicherstellen zu können.

In der konkreten Ausgestaltung ist die vorgeschlagene Regelung in verschiedenen Punkten materiell anzupassen:

- **Die Speicherreserve ist möglichst offen auszugestalten, damit sie auch künftigen Anforderungen genügt.**
Insbesondere ist sicherzustellen, dass die Reserve technologieneutral ausgestaltet wird. Zur Teilnahme an der Reserve berechtigt sein sollen nebst Speicherkraftwerks- und Speicherbetreibern auch Verbraucher.
- **Die Speicherreserve ist marktbasiert zu beschaffen.**
Verbraucher, Speicherkraftwerksbetreiber und Speicherbetreiber sollen berechtigt, aber nicht verpflichtet sein, an der Reserve teilzunehmen. Eine Angebotsverpflichtung und ein Kontrahierungszwang werden abgelehnt.
- **Die Entschädigung für den Abruf der Reserve muss marktnah sein.**
Um den Eingriff in die Märkte möglichst gering zu halten, ist die Entschädigung bei einem Abruf möglichst marktnah zu gestalten. Der im Erläuternden Bericht beschriebene Fall, wonach Unternehmen «einen Abruf der Reserve durch spezielles Verhalten auf dem Strommarkt» herbeiführen könnten (Erläuternder Bericht, S. 59), wird in der Realität mit rational agierenden Akteuren nicht eintreten, solange die Entschädigung nicht über dem letzten möglichen Marktpreis liegt. Die Festlegung der Entschä-

digung im Falle eines Abrufs muss den potentiellen Anbietern im Vorfeld der Auktion bekannt sein. Die Entschädigung bei einem Abruf ist so festzulegen, dass der Bezug aus der Reserve ähnlich teuer ist wie der Bezug am Markt und damit deutlich höher, als der Wert des Wassers bei Auflösen der Reserve im Frühjahr. Bei einer zu tiefen Entschädigung könnte bei Swissgrid der Fehlanreiz entstehen, deutlich weniger Regelenergie zu beschaffen, und die Reserve für weitere, nicht definierte Zwecke zu verwenden. Weiter sollen alle Reservekraftwerke gleich behandelt werden, unabhängig davon, ob sie abgerufen werden oder nicht. Dies ist zudem in einer Verordnung zu regeln und nicht durch die ElCom.

– **Die Rollen der Akteure sind zu klären.**

Es besteht die Gefahr, dass Funktionen und Aufgaben der Akteure (Übertragungsnetzbetreiber, Verteilnetzbetreiber, Grundversorger, ElCom, Bund) vermischt werden. Insbesondere ist zu berücksichtigen, dass es sich bei der ElCom um einen neutralen Akteur handelt, bei Swissgrid jedoch um einen Marktakteur. Diesen unterschiedlichen Rollen muss Rechnung getragen werden. So muss es beispielsweise in der Kompetenz der ElCom liegen, die Eckwerte der Reserve (Grundzüge der Ausschreibung, der Entschädigung und der Strafzahlungen) im Rahmen der bundesrätlichen Vorgaben festzulegen. Diese Aufgabe wie auch die Überwachung der Einhaltung der Vorhaltepfllichten liegen im originären Aufgabenbereich einer Regulierungsbehörde und dürfen nicht der Übertragungsnetzbetreiberin zugewiesen werden. Es läge dann im Ermessen der ElCom zu entscheiden, inwieweit sie die Übertragungsnetzbetreiberin einbeziehen will. Beispielsweise bei der Berechnung der effektiv vorzuhaltenden Energiemenge wäre dies naheliegend, da Swissgrid in ihrer Rolle als Führerin der Regelzone Schweiz am besten dazu geeignet ist. Würden die genannten Aufgaben hingegen Swissgrid zugewiesen, wären damit Ansprüche an Datenaustausch verbunden. Dadurch erhielte Swissgrid als alleinige Nachfragerin (Monopsonistin) verschiedener Systemdienstleistungen (z.B. Regelenergie, Redispatch, Speicherreserve) und damit als Marktteilnehmerin einen Wettbewerbsvorteil, den sie gegenüber den Anbietern ausspielen könnte.

– **Die Datenlieferungen sind auf ein vernünftiges Mass zu begrenzen und auf die Datenweitergabe ist zu verzichten.**

Die für die Überwachung der Einhaltung der Vorhaltepfllichten geforderten Datenlieferungen erachtet der VSE als unverhältnismässig. Viele Daten werden aktuell bereits an die Behörden geliefert und sollten für den neuen Zweck ausreichend sein. Die entsprechende Vereinbarung reicht aus und muss nicht zusätzlich im Gesetz verankert werden. Auf die Erhebung von Daten, welche keinen konkreten Nutzen schaffen, ist zu verzichten. Zudem dürfen die für die Überwachung notwendigen Daten nur an die ElCom, nicht aber an Swissgrid gehen, da diese als Marktteilnehmerin daraus einen Wettbewerbsvorteil erhielte (s. Kapitel 2.9).

Antrag:

Art. 8a

- 1 Zur Absicherung gegen ausserordentliche Situationen wie kritische Versorgungsengpässe oder -ausfälle wird jährlich eine Speicherreserve gebildet. In dieser Reserve halten die Anbietenden nach Zuschlag daran teilnehmenden Betreiber während einer bestimmten Zeit gegen Entgelt Energie so vor, dass diese im Bedarfsfall als vermiedener Verbrauch oder als Elektrizität abrufbar ist.
- 2 Zur Teilnahme an der Reserve berechtigt aber nicht verpflichtet sind Verbraucher sowie Speicherkraftwerks- und Speicherbetreiber mit ans Schweizer Elektrizitätsnetz Netz angeschlossenen Speicherkraftwerken und Speichern, bei denen Energie in der Schweiz gespeichert und in Elektrizität umge-

wandelt werden kann. Für Speicherkraftwerke an der Grenze kann der Bundesrat Ausnahmen vorse-
hen. Die teilnehmenden Betreiber werden jährlich mittels Ausschreibung ermittelt.

3 Die ElCom legt ~~in Absprache mit der nationalen Netzgesellschaft~~ jährlich die Eckwerte für die Reserve fest, insbesondere:

b. die Grundzüge:

1. der Ausschreibung, ~~einschliesslich allfälliger Entgeltobergrenzen,~~

2. ~~Streichen~~

c. die Überwachung der Einhaltung der Vorhalteplichten.

4 Die nationale Netzgesellschaft nimmt die ~~jährliche~~ operative Abwicklung der Reserve vor. Sie hat insbesondere folgende wiederkehrenden Aufgaben:

b. Sie führt die Ausschreibung durch und ermittelt so die teilnehmenden Betreiber, ~~soweit sinnvoll auch für mehr als ein Jahr,~~ und schliesst mit ihnen eine Vereinbarung.

c. ~~Streichen~~

5 Zeichnet sich eine kritische Versorgungssituation ab, so gibt die ElCom die Reserve auf Antrag der Netzgesellschaft zum Abruf frei. Kann die nötige Energie weder an den Märkten beschafft noch über die am Markt erhältliche Regelernergie gedeckt werden ~~Macht der Markt die nötige Energie nicht verfügbar oder tritt der Bedarfsfall anderswie ein,~~ ruft die Netzgesellschaft die nötige Energie aus der Reserve zur Deckung der unausgeglichene Bilanzgruppen oder als letzte Massnahme i.S.v. Art. 20a StromVG ab. Sie leistet zu deren Lasten eine Entschädigung an die Betreiber, bei denen der Abruf stattfindet.

6 Der Bundesrat regelt die Einzelheiten, insbesondere:

b. den Reserveabruf, wobei Störungen der Energie- und Systemdienstleistungsmärkte möglichst zu vermeiden sind, sowie die Kriterien für eine ausnahmsweise Möglichkeit einer vorzeitigen Reserve-
auflösung;

d. ~~Streichen~~

e. Kriterien zur Bestimmung des Ausgleichsenergiepreises im Falle eines Abrufs der Energie aus der Speicherreserve für einen Preisaufschlag analog zur Ausgleichsenergie;

g. Entschädigung der Energie bei einem Abruf.

Weitere Anträge s. beiliegende Synopse.

2.3 Vollständige Strommarktöffnung

Die Beurteilung einer vollständigen Strommarktöffnung ist abhängig vom Gesamtkontext, in welchem sie stattfindet, und welcher in die Umsetzung einbezogen werden muss. Daher gibt es gute Gründe für, wie auch gute Gründe gegen eine vollständige Strommarktöffnung.

Soweit der Gesetzgeber die vollständige Marktöffnung beschliesst, so beantragt der VSE:

– Eine der neuen Situation angepasste Grundversorgung.

Im Fall einer vollständigen Marktöffnung ist eine Grundversorgung im Prinzip nicht notwendig. Wird an einer Grundversorgung festgehalten, ist sowohl auf eine Preis- wie auch auf eine Produktregulierung zu verzichten (s. Kapitel 2.4).

- **Eine Übergangszeit von mindestens zwei Jahren.**
 Durch die vollständige Marktöffnung wird eine erheblich grössere Zahl von Kunden ihren Anbieter wechseln als heute. Um die damit verbundenen Lieferantenwechsel-, Datenaustausch- und Verrechnungsprozesse weiterhin korrekt und fristgerecht abwickeln zu können, wird es zu Standardisierungen und Automatisierungen kommen. Hierfür sind IT-Lösungen zu entwickeln, zu implementieren sowie deren Anwender zu schulen – mit entsprechendem Zeitbedarf und unter entsprechenden Kostenfolgen seitens Netz und Energielieferanten.
 Zur zweijährigen Übergangszeit besteht eine Alternative. In dieser Alternativlösung wird frühzeitig vor Inkrafttreten der vollständigen Marktöffnung eine Anpassung auf Verordnungsstufe vorgenommen, welche die Anrechenbarkeit der Kosten im Bereich Netz für die Entwicklung und Implementierung der notwendigen Prozesse und IT-Systeme gewährleistet.

- **Die Aufhebung der Abnahme- und Vergütungspflicht.**
 Bei einer vollständigen Strommarktöffnung kann die Abnahme- und Vergütungspflicht gemäss Art. 15 des Energiegesetzes und Art. 11 der Energieverordnung nicht mehr Aufgabe des Netzbetreibers bleiben. Dieser ist in seiner Rolle als Grundversorger in einem geöffneten Markt einem Preisdruck ausgesetzt. Die Abnahme- und Vergütungspflicht kann den Netzbetreiber daran hindern, sowohl im Markt wie in der Grundversorgung wettbewerbsfähige Preise anzubieten. Zusätzlich kann der Fall eintreten, dass der Netzbetreiber aufgrund der Abnahme- und Vergütungspflicht Energie kaufen muss, die er mangels Grundversorgungskunden nicht mehr verkaufen kann. Die Abnahme- und Vergütungspflicht greift somit in die unternehmerische Freiheit einzelner Marktakteure ein und stellt je nach Marktlage einen staatlichen Zwang zu Verlustgeschäften dar.
 Sofern weiterhin eine Abnahme- und Vergütungspflicht für Elektrizität bestehen soll, ist diese durch eine unabhängige zentrale Stelle zu übernehmen.

- **Praktikable Lösung zum Umgang mit Deckungsdifferenzen.**
 Der VSE unterstützt die Vorgabe des Erläuternden Berichts grundsätzlich, dass bestehende Deckungsdifferenzen möglichst bis zur Marktöffnung abzubauen sind (Erläuternder Bericht, S. 33). Es wird jedoch keinem Verteilnetzbetreiber möglich sein, seine Deckungsdifferenzen vollständig abzubauen, da auch im letzten Jahr im Minimum noch Mengenunsicherheiten bestehen. Es ist deshalb die Möglichkeit einer Schlussabrechnung vorzusehen. Daneben können aufgrund von Energietarifverfahren noch kurz vor der Marktöffnung hohe Deckungsdifferenzen bestehen. Damit dies die Tarife der Verteilnetzbetreiber kurz vor der Marktöffnung nicht verzerrt und damit einen Wettbewerbsnachteil bei der Marktöffnung bewirkt, sind praktikable Lösungen nötig.
 Gemäss dem Erläuternden Bericht soll das System der Deckungsdifferenzen auch nach der vollständigen Strommarktöffnung im Falle von Tarifiereduktionen durch die ElCom weitergeführt werden (Erläuternder Bericht, S. 55). Dies ist jedoch nicht möglich in einem System von marktbasierten Tarifen. Sinken Grundversorgungstarife aufgrund des Abbaus von Deckungsdifferenzen deutlich unter Marktpreise, so wäre dies schnell das beste Angebot für Verbraucher unter 100 MWh. Der Markt würde verzerrt und beim Grundversorger würden massive Mengenrisiken entstehen.

- **Die dringliche Flexibilisierung des Wasserzinses.**
 Die vollständige Strommarktöffnung erhöht den Druck auf eine marktkonforme Neuregelung des Wasserzinses. Bereits in der heutigen Teilmarktöffnung tragen die Endverbraucher den Wasserzins nicht mehr als Teil der Gestehungskosten der Wasserkraft solidarisch. Bei nicht kostendeckenden Marktpreisen bleibt der Wasserzins an den im Markt stehenden Produzenten hängen, was bei einer vollständigen Marktöffnung alle Produzenten betrifft. Es braucht deshalb bei einer vollständigen Marktöff-

nung die bereits überfällige Flexibilisierung umso dringlicher. Die Einführung des flexiblen Wasserzinses mit einem fixen und einem variablen, marktabhängigen Teil muss daher spätestens mit der Revision des StromVG einhergehen.

Antrag:

- Die vollständige Strommarktöffnung muss im Gesamtkontext beurteilt werden.
- Wird im Fall einer vollständigen Marktöffnung an einer Grundversorgung festgehalten, ist sowohl auf eine Preis- wie auch auf eine Produktregulierung zu verzichten.
- Im Fall einer vollständigen Strommarktöffnung sind eine Übergangszeit von mindestens zwei Jahren, die Aufhebung oder Anpassung der Abnahme- und Vergütungspflicht sowie eine praktikable Lösung zum Umgang mit Deckungsdifferenzen notwendig.
- Eine umgehende Flexibilisierung des Wasserzinses ist unumgänglich.

2.4 Ausgestaltung der Grundversorgung

Aus regulatorischer Sicht wäre ein vollständiger Verzicht auf eine Grundversorgung möglich. Die Verteilnetzbetreiber werden von sich aus marktkonforme, d.h. kundenbedürfnisorientierte Angebote machen, um die Kunden halten zu können. Der Markt führt zu angemessenen Angeboten und gibt dem Kunden die Möglichkeit, jederzeit seinen Anbieter zu wählen. Dies hat eine disziplinierende Wirkung auf die Anbieter. Mit einem Verzicht auf eine Grundversorgung würde für die Verteilnetzbetreiber ein echter Regulierungsabbau erfolgen.

Der VSE anerkennt, dass es ein politisches Bedürfnis für eine Grundversorgung gibt, soweit die nach der Ablehnung des Elektrizitätsmarktgesetzes in der Volksabstimmung 2002 erfolgte Lagebeurteilung nach wie vor Gültigkeit hat. In diesem Fall ist in der Grundversorgung sowohl auf eine Preisregulierung wie auch auf eine Produktregulierung zu verzichten: Dem grundversorgten Kunden steht ein jährliches Wahlrecht zwischen der Belieferung in der Grundversorgung oder einer Belieferung auf dem freien Markt zu. Der Grundversorger verpflichtet sich im Gegenzug jährlich, den Kunden zu einem fixen und vorgängig publizierten Preis zu beliefern (s. nachfolgende Erläuterungen). Der Absatz in die Standard-Grundversorgung wird bei vollständiger Marktöffnung zu klein und zu unsicher sein, um die erhofften Signale für Investitionen in heimische, erneuerbare Energien zu bewirken. Zudem greift eine Produktvorgabe in die unternehmerische Freiheit einzelner Marktakteure ein und stellt in Kombination mit einer allfälligen Preisvorgabe ein unzumutbares Risiko für die Verteilnetzbetreiber dar (s. Kapitel 2.1). Sollte an einer Preisregulierung festgehalten werden, ist die Branche bei der konkreten Ausgestaltung einzubeziehen.

Da die Grundversorgung den Marktkräften unterliegt, ist in diesem Zusammenhang künftig von einem Elektrizitätspreis und nicht mehr von einem Elektrizitätstarif zu sprechen. Auch das Fernmeldegesetz beispielsweise spricht in Zusammenhang mit der Grundversorgung von Preisen und nicht von Tarifen (Art. 17 FMG).

Soweit der Gesetzgeber eine vollständige Marktöffnung mit einer Grundversorgung beschliesst, so beantragt der VSE, diese wie folgt auszugestalten:

- **Verzicht auf eine Preisregulierung und Beschränkung auf eine Missbrauchsaufsicht.**
Eine Preisregulierung in der Grundversorgung ist bei einer vollständigen Marktöffnung obsolet, da die Endverbraucher auf alternative Marktprodukte ausweichen können. Das Funktionieren dieser Marktkräfte wird sichergestellt, indem die Endverbraucher keine Kosten für den Lieferantenwechsel tragen müssen (keine Hürden), sie frühzeitig und einfach Angebotsvergleiche machen können (Information), der Wechsel in den Markt keine langfristigen Konsequenzen hat (Rückkehrmöglichkeit, Ersatzversorgung) und eine Vielzahl von Anbietern zur Verfügung steht. In der Grundversorgung profitieren sie jedoch weiterhin von einem Preis, der für ein Jahr fix ist, und der für alle Endverbraucher mit gleichartiger Bezugscharakteristik gleich ist. Indem alle Grundversorger zum gleichen Zeitpunkt ihre Preise veröffentlichen, entsteht Transparenz und allfällig überhöhte Preise werden schon vor dem Vergleich mit Marktprodukten ersichtlich. Schon die Wettbewerbskommission hielt Anfang 2016 in ihrer Stellungnahme zur vollständigen Marktöffnung fest, dass die Begründung der Notwendigkeit einer Angemessenheitsprüfung durch die ECom aus wettbewerblicher Sicht nicht ganz korrekt ist, da der Grundversorger im geöffneten Markt aufgrund der Wechselmöglichkeit nur bedingt Marktmacht hat. Vor diesem Hintergrund bedarf es gemäss der Wettbewerbskommission theoretisch keines Schutzes der Endverbraucher anhand einer Preisregulierung in der Grundversorgung. Der VSE teilt diese Einschätzung. Anbieter können überhöhte Preise im offenen Markt nicht durchsetzen. Die heutige Kompetenz der ECom ist daher bei einer Marktöffnung nicht mehr sachgerecht und würde eine Überregulierung darstellen. Sie soll nur noch im Streitfall die Missbräuchlichkeit der Preise überprüfen können.
- **Fristenkongruenz zwischen festen Preisen und fester Abnahme.**
Da die Preise in der Grundversorgung für ein Jahr im Voraus festzulegen sind, ist der Endverbraucher für ein Jahr gegen unvorhersehbare Preisschwankungen geschützt. Im Gegenzug hat sich der Endverbraucher für ein Jahr zu verpflichten, damit der Grundversorger für ein Jahr den erwarteten abgesicherten Stromabsatz kalkulieren kann. Andernfalls müsste der Grundversorger ein unverhältnismässiges Risiko tragen. Die Regelung, dass die Preise für ein Jahr fest sind, wird auf Gesetzesstufe verankert. Entsprechend ist auch die Bestimmung, dass sich der Endverbraucher für diese Dauer verpflichtet, auf Gesetzesstufe zu verankern.
- **Kein Anspruch auf ein störungsfreies Netz.**
Gemäss Art. 6 Abs. 1 StromVG soll der grundversorgte Endverbraucher einen Anspruch haben, vom Netzbetreiber jederzeit zu angemessenen Elektrizitätspreisen mit der gewünschten Menge an Elektrizität versorgt zu werden. Der Verteilnetzbetreiber kann einen solchen Anspruch nicht erfüllen, da Faktoren ausserhalb seines Einflussbereiches eine Versorgung verunmöglichen können. Dies bestätigt auch der Erläuternde Bericht (Erläuternder Bericht, S. 78). Aus diesen Gründen und im Interesse der Rechtsstabilität ist die Formulierung gemäss geltendem Recht beizubehalten, wonach der Verteilnetzbetreiber die «erforderlichen Massnahmen» trifft.
Heute können die Verteilnetzbetreiber diese Aufgabe auch an Dritte delegieren oder sich zu deren Erbringung mit anderen Verteilnetzbetreibern zusammenschliessen. Die Verantwortung bleibt dabei unverändert beim Netzbetreiber. Dies soll auch weiterhin so sein.
- **Einheitliche Elektrizitätspreise bei gleichem Bezugsprofil.**
Massgebend für die Kosten der Belieferung in der Grundversorgung ist nicht die Verbrauchscharakteristik des Endverbrauchers, sondern dessen Bezugscharakteristik. Entsprechend sind die Preise bei gleichartiger Bezugscharakteristik gleich auszugestalten. Zum Zeitpunkt der Gesetzgebung des geltenden StromVG war diese Unterscheidung noch nicht bedeutsam. Infolge der Verbreitung von Eigenverbrauch und lokaler Speicherung ist heute eine entsprechende Anpassung angezeigt.

– **Eine erhöhte Kadenz des Qualitätsnachweises ist nicht praktikabel.**

Der Bundesrat schlägt im Erläuternden Bericht vor, dass anstelle der jährlichen auch eine quartalsweise oder monatliche Hinterlegung der Herkunftsnachweise denkbar wäre und kündigt an, dass er auf Verordnungsstufe eine entsprechende Änderung beabsichtigt (Erläuternder Bericht, S. 29). Der VSE weist darauf hin, dass durch eine häufigere Information kein Mehrwert für die Endkunden entstehen würde oder ein solches Produkt auf Nachfrage marktbasiert angeboten werden kann. Für die Verteilnetzbetreiber dagegen würde eine häufigere Hinterlegung einen erheblichen Mehraufwand bedeuten und entsprechend kostentreibend wirken. Zudem erlaubt die verfügbare Menge an Herkunftsnachweisen keine höhere Kadenz des Qualitätsnachweises. Im Fall einer Grundversorgung mit einem gesetzlich definierten Standard-Produkt mit Qualitätsvorgabe spricht sich der VSE gegen die beabsichtigte Einführung einer quartalsweisen Hinterlegung aus.

Spricht sich der Gesetzgeber gegen eine vollständige Marktöffnung aus, so beantragt der VSE, dass betreffend Grundversorgung keine Anpassungen im Gesetz vorgenommen werden.

Antrag:

Art. 6

1 *Gemäss geltendem Recht, sowie:*

Die Betreiber der Verteilnetze treffen die erforderlichen Massnahmen, damit sie in ihrem Netzgebiet Endverbrauchern mit einem Jahresverbrauch von weniger als 100 MWh pro Verbrauchsstätte, die von ihrem Netzzugang nicht oder nicht mehr Gebrauch machen ~~den festen Endverbrauchern und den Endverbrauchern, die auf den Netzzugang verzichten,~~ jederzeit die gewünschte Menge an Elektrizität mit der erforderlichen Qualität ~~und zu angemessenen Tarifen~~ liefern können (Grundversorgung).

2 *Streichen*

3 Die Elektrizitätspreise ~~Elektrizitätstarife~~ der Grundversorgung müssen für ein Jahr fest sein, die Endverbraucher nach Absatz 1 verpflichtet sich für die gleiche Dauer. ~~Für und für~~ Endverbraucher mit gleichartiger Bezugscharakteristik ~~Verbrauchscharakteristik~~ müssen die Elektrizitätspreise ~~Elektrizitätstarife~~ einheitlich sein. ~~Sie gelten als angemessen, wenn sie sich im Rahmen der Marktpreise vergleichbarer Elektrizitätsprodukte des betreffenden Jahres (Vergleichsmarktpreise) bewegen.~~

4 *Streichen*

Art. 34

3 Artikel 6 der Änderung vom tritt frühestens zwei Jahre nach dem rechtskräftigen Beschluss über diese Gesetzesänderung in Kraft.

Weitere Anträge s. beiliegende Synopse.

2.5 Liberalisierung des Messwesens

Der VSE lehnt die vorgeschlagene Teilliberalisierung wie auch eine weitergehende Liberalisierung des Messwesens ab. Sie bringt einen erheblichen Mehraufwand und führt zu keiner Übereinstimmung bei den Rechten und Pflichten der beteiligten Akteure. Das bestehende, systemzentrisch ausgerichtete Messwesen, bei dem die Netzbetreiber die Verantwortung tragen, dieses auch weitgehend operativ selbst ausführen oder Dritte damit beauftragen, ist in sich kongruent, effizient und regulatorisch überschaubar. Der VSE weist

darauf hin, dass ein grossmehrheitlicher Teil der Netzbetreiber die ihnen übertragene Verantwortung im Mess- und Informationswesen erfolgreich wahrnehmen und kontinuierlich Qualitäts- und Prozessverbesserungen vornehmen. Deshalb soll an der bewährten Regelung des Messwesens festgehalten werden.

Die vorgeschlagene Teilliberalisierung zeigt erhebliche Nachteile auf, wie:

- **Die Prozessabgrenzungen bei der Messdienstleistung führen zu Redundanzen.**
Auch wenn ein Dritter die Erfassung der Daten, eine erste Qualitätssicherung der Messdaten bezüglich Vollständigkeit und Plausibilität vornimmt und die Rohdaten sichert, ändern die Aufgaben des Netzbetreibers gegenüber heute wenig. Dieser muss ebenfalls eine Qualitätssicherung vornehmen sowie Ersatzwerte bilden.
- **Eine Teilliberalisierung erfordert neue Prozesse und Abläufe.**
Bei einer Liberalisierung des Messwesens müssen die Abgrenzungen entlang der Prozesskette sehr fein detailliert festgelegt werden. Es ist weiter ein Messzugangsmanagement zu etablieren, zu dem die Ausarbeitung und Verwaltung von Verträgen gehört, und die Organisation und Abwicklung der Wechselprozesse im Messwesen ist wahrzunehmen.
- **Den Kosten steht kein allgemeiner Nutzen gegenüber.**
Als Folge der entstehenden Prozess- und Systembrüche bei der Trennung der Messprozesse, der Implementierung der neu erforderlichen Prozesse und der vorzunehmenden Sonderabschreibungen aus demontierten Messeinrichtungen, steigen die Messkosten der Netzbetreiber an. Bereits realisierte Effizienzvorteile und Skaleneffekte gehen verloren. Letztlich tragen diejenigen Kunden, welche ihren Messdienstleister nicht wählen können, diese Kostenzunahme. Demgegenüber scheint in einem Markt mit hohen Fixkosten und einem potentiellen Marktvolumen von ca. 33 Mio. CHF und 55'000 Messstellen⁹ eine Nutzung von Skalenerträgen nur für bereits heute am Markt agierende Anbieter möglich. Wobei für dritte Messdienstleister auch nur solche Netznutzer attraktiv sind, die mit wenig Kostenaufwand eingebunden werden können (Gefahr des Rosinenpickens). Die Standardisierungsnotwendigkeit von Schnittstellen und Datenübermittlungsprotokollen wirkt – zumindest temporär – reduzierend auf die Wettbewerbsintensität. Entgegen der Meinung des Bundesrates scheint es aus Sicht des VSE höchst fraglich, ob im teilliberalisierten Bereich des Messwesens genügend Wettbewerb und ein liquider Markt entstehen kann. Des Weiteren steht der mit der Liberalisierung verbundene erhebliche Mehraufwand in keinem Verhältnis zum vergleichsweise geringen Marktvolumen von 33 Mio. CHF: Die volkswirtschaftlichen Kosten wären grösser als das Ertragspotential. Zudem ist ein solcher grosser Eingriff angesichts des geringen Nutzens unverhältnismässig.
- **Hoher Regulierungsaufwand zur Aufteilung der Kosten und Geschäftsprozesse.**
Eine Aufteilung des heute integrierten Messwesens beim Netzbetreiber setzt eine umfassend ausgestaltete und kostspielige Regulierung voraus, obschon der Median aus dem Anteil der gesamten Kosten des Mess- und Informationswesens im Vergleich zu den beeinflussbaren Kosten eines Netzbetreibers bei lediglich 6 Prozent liegt. Der Bundesrat schlägt dazu eine eigene Deckungsdifferenzrechnung und die separate Bestimmung der Höhe der Eigenkapitalrendite (WACC) im Messwesen vor. Dies bedarf seitens der Netzbetreiber umfangreicher Kostenschlüsselungen und der Kalkulation und Bewirtschaftung zahlreicher Messtarife, differenziert nach Messmittel und Art der Messdienstleistung.

⁹ Volumen teilliberalisierter Markt, gemäss Erläuterndem Bericht (S. 37): 55'000 Messstellen; multipliziert mit Kosten von (max.) 600 CHF (Aufgreifkriterium ElCom) entspricht einem Markt von knapp 33 Mio. CHF.

- **Problematische Rollenaufteilung in Bezug auf die Datensicherheit.**
Bei einer Teilliberalisierung des Messwesens sollte auf eine Trennung der Rollen Messstellenbetreiber (MSB) und Messdienstleister (MDL) bei intelligenten Messsystemen verzichtet werden. Beide Rollen bedingen eine bidirektionale Kommunikationsverbindung zum intelligenten Messsystem für Wartung (MSB: z.B. für Firmwareupdates und Schlüsselübertragung) und Datenabfrage und -empfang (MDL). Dies macht die Verrechnungsmessung von freien Kunden und Erzeugern kompliziert und teuer. In Bezug auf die Datensicherheit ist eine Rollenaufteilung aufwendig (z.B. Verschlüsselung) und ist mit unnötigen Risiken verbunden.
- **Eine Liberalisierung verstösst gegen das Prinzip der Rechtssicherheit und des Investitionsschutzes.**
Die Energiestrategie 2050 verpflichtet die Netzbetreiber, den Rollout intelligenter Messsysteme umzusetzen. Gleichzeitig wurden durch Gesetz und Verordnung die entsprechenden Kosten den Netzkosten und somit dem Monopol zugeordnet. Netzbetreiber, die diesen gesetzlichen Auftrag nach Treu und Glauben umsetzen, laufen Gefahr, bei einer Liberalisierung mit nicht-amortisierbaren Kosten konfrontiert zu werden. Auch für die Stromproduzenten wird mit der Liberalisierung gegen das Prinzip der Rechtssicherheit verstossen. So wurden mit der Energiestrategie 2050 zubauende Stromproduzenten von Messkosten befreit, neu sollen sie wieder belastet werden. Das kann die Rentabilität von Investitionen massiv beeinträchtigen und kann letztlich den Zubau der erneuerbaren Energien hemmen.
- **Internationale Erfahrungen sind nicht überzeugend.**
Das u.a. erwähnte Beispiel Deutschland – mit einem ungleich grösseren Marktvolumen als demjenigen der Schweiz – hat als einziges Land vor über 10 Jahren eine vollständige Liberalisierung vollzogen. Die Anzahl der durch Dritte betriebenen Messstellen bewegt sich heute noch im Promillebereich und bei Betrachtung der Preisentwicklung sind keine nennenswerten Niveauänderungen festzustellen.

Abschliessend weist der VSE darauf hin, dass die Überwachung von Preis und Qualität durch die ElCom bereits heute möglich ist und die Notwendigkeit einer Teilliberalisierung und Ausweitung der Regulierung dadurch nicht begründet werden kann. Die ElCom kann bei Netzbetreibern, welche nicht in der Lage sind, die Messdaten in geforderter Qualität und Verfügbarkeit sowie zu angemessenen Kosten bereitzustellen, mit korrigierenden Massnahmen eingreifen. Der VSE fordert deshalb, an den heute geltenden gesetzlichen Bestimmungen festzuhalten.

Antrag:

Art. 17a

Streichen

Art. 17a^{bis}

Streichen

Weitere Anträge s. beiliegende Synopse.

2.6 Flexibilitäten

Der Netzbetreiber ist gesetzlich verpflichtet, ein sicheres, leistungsfähiges und effizientes Netz zu gewährleisten (Art. 8 Abs. 1 StromVG) und nur entsprechende Kosten sind anrechenbar (Art. 15 Abs. 1 StromVG). Ein bedarfsgerechter, wirtschaftlich zumutbarer und damit effizienter Netzausbau muss die Auslastung der Kapazität in den Vordergrund stellen. Wird Kapazität nur sehr sporadisch benötigt, ist es ineffizient, das Netz auszubauen und diese Kosten den Endverbrauchern aufzubürden. Die Netzbetreiber setzen deshalb beispielsweise mit der Rundsteuerung bereits seit Langem erfolgreich auf die Nutzung von Flexibilität. Mit dem Umbau der Stromversorgung hin zu dezentraleren Strukturen und verstärkt fluktuierender Einspeisung nimmt die Bedeutung der Flexibilitätsnutzung stark zu. Zudem hat der Netzbetreiber ab Inkrafttreten der Strategie Stromnetze das NOVA-Prinzip zu beachten, welches vorschreibt, dass das Netz zunächst zu optimieren ist, bevor es verstärkt oder ausgebaut wird.

Flexibilität kann für marktdienliche, systemdienliche oder netzdienliche Zwecke genutzt werden, welche allerdings zueinander in einem Konkurrenzverhältnis stehen können. Kann der Netzbetreiber nicht genügend Flexibilität für den netzdienlichen Einsatz kontrahieren, muss er in seinem Netz Kapazität zubauen, was einen Anstieg der Netzkosten und damit der Netznutzungstarife bedeutet. Der netzdienlichen Flexibilitätsnutzung kommt daher eine zentrale Bedeutung zu, damit der Netzbetreiber sowohl den oben erwähnten gesetzlichen Vorgaben entsprechen, als auch die gesamtwirtschaftlich zentrale Netzstabilität gewährleisten kann. Zur Gewährleistung eines sicheren und effizienten Netzbetriebs braucht es die Beteiligung aller Akteure und Netznutzer. Insbesondere in Situationen mit hoher Netzbelastung kommt der Verfügbarkeit von netzdienlichen Flexibilitäten eine prioritäre Bedeutung zu, welche gesetzlich sicherzustellen ist. Dazu gehört die Möglichkeit, in einem eng definierten Rahmen eine Reduktion von Einspeisespitzen (Peak Shaving) vornehmen zu können. Das Einspeisemanagement erwähnt der Bundesrat selbst im Erläuternden Bericht als besonders attraktive Lösung (Erläuternder Bericht, S. 23 und 26). Davon ist entsprechend Gebrauch zu machen. Zudem muss die Flexibilitätsnutzung kombiniert werden mit einer der heutigen Realität angemessenen und verursachergerechten Netztarifierung (s. Kapitel 2.7).

In diesem Sinn ist die vorgeschlagene Flexibilitätsregelung wie folgt zu ändern:

- **Bessere Kapazitätsauslastung durch eine moderate Leistungsregelung der Einspeisung.**
Durch eine Reduktion der Leistungsspitzen von Photovoltaikanlagen kann im gesamtwirtschaftlichen Interesse ein hoher Effizienzsteigerungsgrad zugunsten der die Netzentgelte entrichtenden Endverbraucher erreicht werden.
Die Verteilnetzbetreiber haben eine Abnahmepflicht. Das Verteilnetz muss auf die Maximalleistung der Einspeisung ausgebaut werden, um sicherzustellen, dass jederzeit die gesamte produzierte Energiemenge in das Netz abgegeben werden kann. Viele dezentrale Erzeugungsanlagen (insbesondere Photovoltaik) erreichen jedoch nur an wenigen Tagen im Jahr die maximale Einspeiseleistung. Hinzu kommt, dass diese Leistung im Gegensatz zu den meisten Verbrauchsanwendungen kaum verschachtelt auftritt. Für das Verteilnetz bedeutet das sehr hohe Kosten, um verhältnismässig wenig Energie abnehmen zu können. Es ist daher vorzusehen, dass die Einspeiseleistung bei Bedarf auf 70% der installierten Photovoltaik-Leistung reduziert werden kann. Für den Produzenten bedeutet dies einen geringfügigen Energieverlust von maximal 3%. Die Produktionsverluste fallen zudem zu einem Zeitpunkt an, wo typischerweise keine Stromknappheit herrscht. Dem stehen massive Minderkosten beim Netzausbau gegenüber: Gemäss Zahlen des BFE könnten rund zwei Drittel der Netzausbaukosten

vermieden werden (zwischen 5,8 und 8,1 Mrd. CHF bis 2035).¹⁰ Diese Massnahme trägt somit auch zu einer effizienten Umsetzung der Ziele der Energiestrategie 2050 bei.

Der Einbezug der Erzeugerseite hat sich international bewährt: Auch internationale Studien zeigen, dass massiv Netzkosten eingespart bzw. eine Erhöhung der Netztarife vermieden werden können.¹¹ Daneben kann der Verteilnetzbetreiber weitere Massnahmen für den sicheren Netzbetrieb wie Unterstützung bei der Spannungs- und Frequenzhaltung vorsehen.

– **Es besteht kein Regelungsbedarf für die vertraglichen Beziehungen.**

Im Rahmen der oben geschilderten Notwendigkeit zur Nutzung netzdienlicher Flexibilitäten und solange der sichere Netzbetrieb nicht in Frage gestellt wird, teilt der VSE die Ansicht, dass die Rechte an Flexibilität dem jeweiligen Netznutzer zuzuordnen sind und ihm der Entscheid über den Einsatz der Flexibilität grundsätzlich zu überlassen ist. Wird ein Flexibilitätsmarkt eingeführt, kann der Netznutzer seine Flexibilität für die Optimierung seiner eigenen Strombeschaffung einsetzen, Dritten für den Ausgleich innerhalb von Bilanzgruppen zur Verfügung stellen oder dem Netzbetreiber für den netzdienlichen Einsatz gegen Entgelt überlassen. Aufgrund dieser vielfältigen Verwendungsmöglichkeiten besteht grundsätzlich kein Bedarf für die staatliche Regelung der Vertragsbeziehungen. Im Übrigen bestehen bereits kartellgesetzliche Bestimmungen (insb. Art. 5 Kartellgesetz betreffend unzulässigen Abreden und Art. 7 betreffend Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung). Zudem besitzen netzdienliche Flexibilitäten je nach Standort, Fristigkeit und Zeitpunkt des Zugriffs und der Netzsituation einen unterschiedlichen Wert. Die Vorgabe einheitlicher Vertragsbedingungen würde einen effizienten Flexibilitätseinsatz im Netzbereich verhindern. Zudem muss es auch zulässig sein, dass sich der Verteilnetzbetreiber Flexibilitäten langfristig sichert.

– **Auf einseitige Vorschriften zulasten der Verteilnetzbetreiber ist zu verzichten.**

Werden den Verteilnetzbetreibern einseitig Vorschriften gemacht, während die konkurrierenden Marktteilnehmer keiner Regelung unterliegen, schafft dies Wettbewerbsverzerrungen. Zudem wird erschwert, dass die Flexibilität dort eingesetzt werden kann, wo sie den grössten Nutzen stiftet. Kostenseitig besteht bereits ein Korrektiv gegen überhöhte Vergütungen, was zusätzliche Regelungen und Kontrollen überflüssig macht. Die Vergütungen für Zugriffe auf intelligente Steuer- und Regelsysteme müssen gegenüber der ElCom separat ausgewiesen werden. Zu hohe Vergütungen wird die ElCom somit nicht als anrechenbare Kosten anerkennen. Es sind daher keine gesetzlichen Vorgaben über die Vergütungen oder Vertragsbedingungen nötig.

– **Rechtssicherheit für bestehende Systeme gewährleisten.**

Die geltende Übergangsregelung für bestehende intelligente Steuer- und Regelsysteme muss beibehalten werden, um die Rechtssicherheit für diese Systeme aufrecht zu erhalten. Wie bis anhin sollen diese Systeme weiterbetrieben werden dürfen, so lange deren Einsatz durch die betroffenen Endverbraucher, Speicherbetreiber oder Erzeuger nicht untersagt wird (opt out).

¹⁰ Entwicklung der Netzkosten in der Schweiz vor dem Hintergrund des derzeitigen Bedarfs, der ES2050 und der Strategie Stromnetze. Aktualisierung 2017, Consentec im Auftrag des BFE, März 2017; http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_680490960.pdf

¹¹ «Moderne Verteilernetze für Deutschland» (Verteilernetzstudie), Institut und Lehrstuhl für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen, Oldenburger Institut für Informatik (OFFIS) und E-Bridge Consulting GmbH im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), September 2014; https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie.pdf?__blob=publicationFile&v=5

Antrag:

Art. 8

1^{bis} Die Elektrizitätserzeuger, die Endverbraucher und die sonstigen direkt oder indirekt an das Netz Angeschlossenen unterstützen ihren Netzbetreiber bei Massnahmen zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs. Der Bundesrat kann zudem Bestimmungen erlassen, um die Elektrizitätserzeuger, die Endverbraucher und die sonstigen direkt oder indirekt an das Netz Angeschlossenen zu verpflichten, auch den effizienten Netzbetrieb zu unterstützen.

Art. 17b^{bis}

1 Die jeweiligen Endverbraucher, Speicherbetreiber und Erzeuger sind die Inhaber der Flexibilität, die mit der Steuerbarkeit des Bezugs, der Speicherung oder der Einspeisung von Elektrizität verbunden ist und insbesondere mittels intelligenter Steuer- und Regelsysteme genutzt wird. Die Nutzung durch Dritte untersteht der Regelung durch Vertrag. Führt die vertragliche Nutzung der Flexibilität beim Verteilnetzbetreiber, beim Betreiber vorgelagerter Netze oder beim Bilanzgruppenverantwortlichen zu Mehrkosten, so darf er diese sach- und verursachergerecht an den Inhaber der Flexibilität weitergeben.

2 Den Verteilnetzbetreibern steht im Rahmen ihres Netzbetriebs und innerhalb ihres Netzgebiets die netzdienliche Nutzung von Flexibilität offen. Sie schliessen zu diesem Zweck diskriminierungsfrei Verträge mit den Inhabern der Flexibilität ab. (Rest streichen)

3 *Streichen und neu formulieren:*

Die Einspeisung in das Netz von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie aus Solarenergie kann durch den Netzbetreiber unentgeltlich um maximal 3 Prozent der jährlichen Produktionsmenge reduziert werden. Hierzu rüsten Betreiber von Anlagen grösser 30 kVA ihren Anschlusspunkt an das Verteilnetz mit technischen Einrichtungen aus, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren kann. Die maximale Wirkleistungseinspeisung von Anlagen bis und mit 30 kVA ist auf 70 Prozent der installierten Leistung zu begrenzen.

4 Sie können in ihrem Netzgebiet ...

- a. zur Abregelung oder zu einer anderen Steuerung eines bestimmten Anteils der Einspeisung über Absatz 3 hinaus;
- b. ohne Vergütung zur Überbrückung, wenn andere, bereits eingeleitete netzseitige Massnahmen noch nicht greifen;

5 Der Bundesrat regelt die Einzelheiten in Bezug auf die Absätze 3 und 4. (Rest streichen)

Weitere Anträge s. beiliegende Synopse.

2.7 Netztarifizierung

Der heutige Rahmen der Netztarifizierung wird den realen Gegebenheiten und Entwicklungen schon seit Langem nicht mehr gerecht. Das Tarifmodell muss die Marktteilnehmer in die Verantwortung für einen stabilen und sicheren Netzbetrieb nehmen. Endverbraucher mit eigener Produktionsanlage beispielsweise verursachen trotz Eigenverbrauch nicht unbedingt geringere Netzkosten als die übrigen Endverbraucher. Das Netz muss nämlich so dimensioniert sein, dass auch sie ihren gesamten Strombedarf jederzeit aus dem Netz beziehen können. Die heutigen, stark auf Arbeitstarifen basierenden Vorgaben führen somit zu

einer volkswirtschaftlich und sozial unerwünschten Umverteilung der Kosten zulasten der übrigen Endverbraucher.

Eine verursachergerechte Kostentragung über die Netznutzungstarife muss bei der Kapazitätsnachfrage und nicht an der durchgeleiteten Energiemenge ansetzen. Die wachsende Anzahl an Endverbrauchern mit hohen Leistungsbezügen und wenig Verbrauch (z.B. auch Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität) macht eine Tarifierung der bezogenen Leistung immer unausweichlicher, um die gemäss StromVG vorgeschriebene effiziente Netznutzung (Art. 8 Abs. 1 StromVG) und Verursachergerechtigkeit bei den Netznutzungstarifen (Art. 14 Abs. 3 StromVG) sicherzustellen und die politisch gewünschte Entwicklung hin zu dezentralen Strukturen und Eigenverbrauchslösungen abzubilden. Es braucht deshalb in der Netztarifierung dringend mehr Handlungsfreiheit für die Netzbetreiber, damit die Finanzierung der Netzkosten an die realen Gegebenheiten angepasst werden kann.

Mit der Energiestrategie 2050 wurden auf gesetzlicher Ebene bereits wesentliche Verbesserungen erreicht, welchen jedoch auf Verordnungsstufe nicht Rechnung getragen wurde. Dementsprechend ist grundsätzlich keine Gesetzesänderung notwendig, um eine angemessene Netztarifierung zu ermöglichen. Die vorgeschlagenen konkreten Tariffberechnungsvorgaben auf Gesetzesstufe sind zudem zu starr und werden der Dynamik und Komplexität des Elektrizitätsmarktes und der Netztarifierung nicht gerecht. Sie verhindern im Hinblick auf das voraussichtliche Inkrafttreten des revidierten StromVG insbesondere mögliche Entwicklungen in Richtung dynamischer Tarife. Dies ist insbesondere im Zusammenhang mit dem Zusammenwachsen der Infrastrukturen (Sektorkopplung) bedeutsam, da dieses andernfalls verhindert wird.

Sollen im StromVG gleichwohl Änderungen vorgenommen werden, müssen die folgenden Aspekte berücksichtigt werden:

- **Eine stärkere Gewichtung des Leistungsbedarfs und ein grösserer Handlungsspielraum sind nötig.**
Die Netzkosten entstehen zu einem grossen Teil durch den Bau der Netze. Die Kosten des gebundenen Kapitals stellen daher den bedeutendsten Kostenblock von Stromnetzen dar. Ein grosser Kostentreiber bei den Investitionskosten ist die bestellte Leistung, da diese die Dimensionierung des Netzes bestimmt. Der VSE begrüsst deshalb die Möglichkeit einer stärkeren Berücksichtigung der Leistung bei der Tarifierung. Der Vernehmlassungsentwurf geht diesbezüglich jedoch zu wenig weit und wirkt unnötig einschränkend auf eine sachgerechte Tarifierung. Zudem sind entsprechende Regelungen nicht auf Gesetzes- sondern auf Verordnungsstufe zu treffen. Konkrete Tariffberechnungsvorgaben auf Gesetzesstufe, wie im vorgeschlagenen neuen Abs. 3^{bis} von Art. 14 StromVG vorgesehen, sind zu starr und werden weder der Dynamik und Komplexität des Elektrizitätsmarktes und der Netztarifierung noch den mit der Energiestrategie 2050 angestrebten Veränderungen gerecht.
- **Keine Anpassung der Wälzformel.**
Aus Sicht des VSE stellt die aktuelle Wälzformel ein austariertes und bewährtes System dar. In diesem Zusammenhang wird im Erläuternden Bericht das Betragsnettoprinzip erwähnt, welches in der StromVV eingeführt werden soll (Erläuternder Bericht, S. 33). Der VSE spricht sich gegen dieses Prinzip aus. Es hätte zur Folge, dass die Akzeptanz der Energiestrategie 2050 in Regionen mit viel neuer Produktion verringert würde. Die Endverbraucher in den entsprechenden Netzgebieten würden stärker mit Netztarifen belastet, da der Aufwand, der den höheren Netzebenen durch Energierückspeisungen entsteht, den tieferen Netzebenen – und damit deren Endverbrauchern – in der Wälzung entsprechend angelastet würde. Mit der geplanten Anpassung auf 90% Leistung würden insbesondere In-

dustriekunden der Netzebene 3, aber auch der Netzebene 5 zusätzlich stark belastet. Dies würde den Wirtschaftsstandort Schweiz unnötig schwächen.

– **Keine Anpassung der Betriebskostenrechnung.**

Der VSE teilt die Aussage des Erläuternden Berichts zu Art. 15 StromVG betreffend Gewinn insoweit, dass Betriebskosten im engeren Sinne keine Gewinnkomponente enthalten (Erläuternder Bericht, S. 62). Allerdings sehen sowohl die Branchenrichtlinie als auch die ElCom in ihrer heutigen Praxis vor, dass die im ElCom-Reporting ausgewiesenen Betriebskosten nicht nur Betriebskosten im betriebswirtschaftlichen Sinne, sondern auch Kapitalkosten enthalten können. Dies ist dann der Fall, wenn der Netzbetrieb Assets nutzt, die nicht zum Anlagevermögen des Netzbetriebs gehören. Typische Beispiele sind IT-Infrastruktur und Verwaltungsgebäude. Da gemäss Erläuterndem Bericht an der bisherigen Praxis nichts geändert werden soll (Erläuternder Bericht, S. 63), ist auf die vorgeschlagene Gesetzesänderung zu verzichten.

Auf die im Erläuternden Bericht bei Art. 15 StromVG angesprochene Anpassung der Regelung betreffend Anrechenbarkeit von Leistungen von anderen Unternehmens- oder Konzerneinheiten in der StromVV ist zu verzichten (Erläuternder Bericht, S. 63). Es ist bereits heute Praxis und in den Branchendokumenten so vorgesehen, dass Leistungen, die von anderen Unternehmens- oder Konzerneinheiten erbracht werden, höchstens zu den Kosten anrechenbar sind, wie wenn die Leistungen vom Netzbetrieb selbst erbracht worden wären. Hingegen widerspricht eine zusätzliche Limitierung auf Marktpreise der heute geltenden Organisationsfreiheit der Netzbetreiber. Offensichtlich problematisch ist die Regelung bei der Verrechnung von Gebäude- und IT-Kosten, die auch Kapitalkosten enthalten. So befinden sich beispielsweise Verwaltungsgebäude häufig zusammengefasst im Besitz einer anderen Konzerngesellschaft. Die Kostenverrechnung in die Netzgesellschaft erfolgt nach regulatorischen Grundsätzen (Anschaffungs- und Herstellungskosten, WACC, regulatorische Nutzungsdauern). Ein Vergleich mit Marktmieten wäre erstens aufwendig und würde in der Konsequenz je nach Standort zu unnötigen und ineffizienten Vermögensverschiebungen zwischen Konzerngesellschaften führen.

Schliesslich weist der VSE darauf hin, dass zunehmend netzfremde Kosten in die Netzkosten eingerechnet oder auf diese aufgeschlagen werden müssen. Dies trifft zum Beispiel auf den Netzzuschlag zu oder auf die Kosten für Systemdienstleistungen sowie künftig auch die Kosten für die Vorhaltung der Speicherreserve. Die Verrechnung solcher netzfremden Kosten über die Netzkosten ist sachlich falsch und verteuert die Netzkosten. Sie schafft somit eine versteckte Subvention, welche die Anreize für Eigenverbrauchslösungen erhöht, und führt indirekt zu einer immer grösser werdenden Entsolidarisierung bei der Finanzierung der Netzkosten, der Systemkosten (Systemdienstleistungen), der Konzessionen (Gemeinden, Wasserzins) oder von Förderinstrumenten (Netzzuschlag gemäss Energiegesetz), solange die eingangs geforderte Gestaltungsfreiheit bei der Netztarifierung nicht besteht. Sachlich richtig wäre zudem eine verursachergerechte Finanzierung, welche idealerweise auf dem Bruttoenergieverbrauch basieren müsste.

Antrag:

Art. 14

2 Das Netznutzungsentgelt wird auf der Basis von Netznutzungstarifen erhoben und ist von den Endverbrauchern je Ausspeisepunkt zu entrichten. Diese sind für ein Jahr fest und von den Netzbetreibern gemäss den folgenden Grundsätzen festzulegen:

2^{bis} Der Netzbetreiber kann seine Endverbraucher pro Spannungsebene in Kundengruppen unterteilen. Dabei muss sich die Zuteilung eines Endverbrauchers zu einer Kundengruppe an seinem Verhalten am Ausspeisepunkt orientieren.

3 *Gemäss geltendem Recht, sowie:*

Für die Festlegung der Netznutzungstarife gilt:

c. Sie müssen ~~sich am Bezugsprofil orientieren und~~ im Netz eines Netzbetreibers pro Spannungsebene und Kundengruppe einheitlich sein.

e. Sie müssen den Zielen einer effizienten Netzinfrastruktur ~~und Elektrizitätsverwendung~~ Rechnung tragen und Anreize für einen stabilen und sicheren Netzbetrieb setzen.

3^{bis} *Streichen*

Weitere Anträge s. beiliegende Synopse.

2.8 Sunshine-Regulierung

Die Ergänzung des bestehenden Regulierungsmodells durch die Sunshine-Regulierung zur Erhöhung der Transparenz ist grundsätzlich positiv zu werten, sofern der Aufwand für die Verteilnetzbetreiber verhältnismässig ist, die spezifischen strukturellen Verhältnisse der Unternehmen berücksichtigt werden, die Veröffentlichungen einen Mehrwert darstellen und die Gefahr für ungerechtfertigte Anschuldigungen minimiert wird.

An der vorgeschlagenen Regelung sind verschiedene Anpassungen notwendig, insbesondere:

- **Weiterführung des Austauschs zwischen Behörde und Branche.**
Bei der Entwicklung der Sunshine-Regulierung hat die ElCom erfolgreich mit der Branche zusammengearbeitet. Dadurch konnten gute Ergebnisse erzielt werden. Dieser bewährte Austausch ist beizubehalten.
- **Aussagekräftige und erhebbare Kriterien sowie wissenschaftlich fundierte Vergleiche.**
Die Netzbetreiber haben einen Anspruch darauf, dass die veröffentlichten Vergleichszahlen mit grösster Sorgfalt erstellt werden und keine Ungleichbehandlung zur Folge haben. Werden Vergleiche angestellt, die wissenschaftlich nicht haltbar sind (z.B. bei Anwendung ungewichteter Mediane und Mittelwerte, wo eine Gewichtung angebracht wäre), so kann dies zu einer verzerrten Darstellung führen. Die Vergleiche müssen daher auf wissenschaftlich fundierten Methoden basieren.
- **Transparenz der Herleitung.**
Es muss volle Transparenz gelten. Die Verteilnetzbetreiber müssen vor Veröffentlichung genügend Zeit zur Einsicht in die Ergebnisse erhalten, um mögliche Fehler und Missinterpretationsmöglichkeiten zu vermeiden. Zudem hat die Berechnung der Kennzahlen auf eine transparente Art und Weise zu erfolgen, damit diese auch von den Verteilnetzbetreibern nachvollzogen werden kann. Dazu ist zu jeder Kennzahl die detaillierte Herleitung gegenüber den Verteilnetzbetreibern offenzulegen. Auch die Herleitung der Vergleichsgruppen und der Einteilung in die Vergleichsgruppe ist transparent auszuweisen.

Das heutige Regulierungssystem funktioniert. Die bestehende Regulierung setzt Anreize zur Kosteneffizienz, indem jederzeit mit einer Kostenprüfung bzw. einer nachträglichen Kostenkürzung der ElCom gerech-

net werden muss. Anrechenbar sind dabei nur die Kosten eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes. Seit Inkrafttreten der geltenden Regulierung weist die Schweizer Stromversorgung eine unvermindert hohe Versorgungsqualität auf und werden erhebliche Investitionen vorgenommen – und dies bei weitgehend stabilen Netztarifen und gesunkenen Betriebskosten der Netze. Der VSE erachtet deshalb die Aussage des Erläuternden Berichts, wonach im derzeitigen kostenbasierten System «grundlegende Anreizdefizite» bestünden (Erläuternder Bericht, S. 22), als haltlos. Die Weiterentwicklung des heutigen Systems durch die Sunshine-Regulierung ist praktikabel und angemessen, soweit die eingangs erwähnten Kriterien erfüllt sind. Die Überprüfung der Effizienz der Netzbetreiber muss dabei alleinige Aufgabe der ElCom bleiben, welche dafür aufgrund ihres Vollzugsauftrags des StromVG zuständig ist. Eine Zuordnung an das BFE dagegen, wie dies in Art. 22 Abs. 3 StromVG und im Erläuternden Bericht stipuliert wird (Erläuternder Bericht, S. 51), wäre nicht sachgerecht. Der VSE lehnt zudem die gesetzliche Ankündigung einer Anreizregulierung klar ab. Nicht nur bleibt im Dunkeln, nach welchen Kriterien die zu erzielenden Effizienzsteigerungen als genügend oder ungenügend beurteilt würden, sondern es wird auch ausser Acht gelassen, dass mit dem angepassten Regulierungssystem zunächst auch im Kontext des NOVA-Prinzips (neuer Art. 9b Abs. 2 StromVG gemäss Strategie Stromnetze) Erfahrungen zu sammeln sind. Anschliessend steht es dem Bundesrat frei, gegebenenfalls die Umsetzung weiterer Massnahmen auf Gesetzesstufe zu unterbreiten.

Zur Begründung des Handlungsbedarfs im Netzregulierungsbereich argumentiert der Bundesrat, dass die Netznutzungsentgelte in der Schweiz im internationalen Vergleich hoch seien. Er stützt sich dazu auf einen Bericht von BET.¹² Die in diesem Bericht ausgewiesenen Vergleiche unterlassen es jedoch, die Kosten unter anderem um die Kaufkraftparität (KKP BIP und KKP Individualverbrauch gemäss BFS) zu bereinigen. Die höheren Kosten in der Schweiz sind vor allem Folge des höheren Preis- und Lohnniveaus. Auch werden unterschiedliche Topographien und Versorgungsqualitäten in den verglichenen Ländern nicht berücksichtigt. So sei beispielsweise darauf hingewiesen, dass die Schweiz in dieser Hinsicht seit Jahren unverändert einen Spitzenplatz einnimmt und sich ihre Kennwerte bezüglich der geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrüche (SAIDI und SAIFI) in den vergangenen Jahren sogar weiter verbessert haben.¹³ Eine solch hohe Versorgungsqualität ist mit höheren Kosten verbunden. Ebenfalls ungenügend berücksichtigt der Bericht die Entwicklung des Wechselkurses, welcher mit 1 EUR = 1.20 CHF unterstellt wurde. Dies mag für die Betriebskosten angemessen sein, nicht jedoch für die bestehenden Anlagen. Diese wurden in den letzten 40 Jahren und mehr gebaut. In dieser Zeit lag der durchschnittliche Wechselkurs eher höher. Auch dadurch wird das Schweizer Stromnetz teurer dargestellt, als es tatsächlich ist.

Alleine die um die Kaufkraftparität bereinigten Netzkosten der Schweizer Stromversorger liegen verglichen mit den Kosten europäischer Verteilnetzbetreiber im Mittelfeld. Sie sind mit den Kosten in Deutschland oder Österreich vergleichbar. Die Schweizer Verteilnetzbetreiber haben also ihre Netzkosten entgegen den Aussagen des Bundesrates im Griff. Dieses gute Resultat wird bereits im aktuellen Regulierungsregime erzielt und stellt eher das Kosten-/Nutzen-Verhältnis aufwändiger Anreizregulierungsregime in Frage. Zudem ist darauf hinzuweisen, dass die Entwicklung der Netznutzungsentgelte kein Massstab ist für die Effizienzsteigerung. Letztere ist beispielsweise auch abhängig vom Verbrauch.

¹² Markt- und Wettbewerbsanalyse. Grundlagenpapier für den erläuternden Bericht zur Vernehmlassungsvorlage Revision StromVG vom Oktober 2018, BET Suisse AG im Auftrag des BFE, Oktober 2018; http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_824626892.pdf

¹³ Stromversorgungsqualität 2017, ElCom, Mai 2018; <https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2018/Stromversorgungsqualitaet%202017.pdf>

Antrag:

Art. 22a

1 Die ElCom vergleicht in ihrem Regulierungsbereich (Art. 22 Abs. 1 und 2) die Verteilnetzbetreiber mit dem Ziel, die Transparenz für die Endverbraucher zu verbessern und zu angemessener Qualität und erhöhter Effizienz der Leistungen beizutragen. Dabei arbeitet sie mit den betroffenen Kreisen zusammen. Sie veröffentlicht die Ergebnisse, bezogen auf einzelne Verteilnetzbetreiber oder Gruppen von Verteilnetzbetreibern, mittels einer vergleichenden Darstellung. Dabei bedient sie sich wissenschaftlich fundierter Methoden.

2 Die ElCom stellt insbesondere in den folgenden Bereichen Vergleiche an:

- c. *Streichen*
- d. *Streichen*
- e. *Streichen*
- f. *Streichen*

^{2bis} Die ElCom stellt den Verteilnetzbetreibern die Vergleiche vor Veröffentlichung zur Konsultation zur Verfügung. Die Herleitung der Ergebnisse erfolgt transparent und wird gegenüber den Verteilnetzbetreibern offengelegt. Ebenso wird offengelegt, welche Verteilnetzbetreiber miteinander verglichen werden.

3 *Streichen*

Weitere Anträge s. beiliegende Synopse.

2.9 Auskunftspflicht und Datenweitergabe

Der VSE lehnt die Ausweitung der Auskunftspflicht gegenüber den Behörden dezidiert ab, dies insbesondere auch mit Blick auf die geplanten Ausweitungen zur Datenweitergabe. Bereits heute ist der Aufwand für die vielfältigen Reporting-Pflichten, Monitorings und spezifischen Datenerhebungen für die EVU enorm. Gerade bei den Monitorings und einmaligen Datenerhebungen stehen Zweck, Aussagekraft und Aufwand der Abfragen häufig in einem krassen Missverhältnis. Auch im Rahmen der Speicherreserve sind problematische Erhebungen und Datenweitergaben vorgesehen (s. Kapitel 2.2).

Folgende Änderungen an den Vorgaben sind notwendig:

- **Die gesetzliche Auskunftspflicht hat sich auf den Vollzug des Gesetzes zu beschränken.**
Die Auskunftspflicht darf nicht Tür und Tor für die Abfrage jeglichen Dateninteresses öffnen. Einer derart ausufernden Auskunftspflicht steht insbesondere auch das verfassungsmässige Recht der Wirtschaftsfreiheit entgegen. Darüber hinaus steht eine solche Auskunftspflicht mit dem Erfordernis des gesetzmässigen Handelns, insbesondere dem Aspekt der genügenden Bestimmtheit, im Widerspruch.
- **Die Datenerhebung ist auf das notwendige Minimum zu beschränken.**
Datenlieferungen generieren immense Aufwände bei den betroffenen Unternehmen. Auf Datenerhebungen, welche keinen konkreten Nutzen für den verfolgten Zweck schaffen, ist deshalb zu verzichten und die Vorgaben sind auf das Minimum zu beschränken.

- **Keine uneingeschränkte Datenweitergabe zwischen Behörden.**
Der VSE lehnt die in Art. 27 StromVG vorgesehene, beinahe uneingeschränkte Datenweitergabe zwischen der ElCom und dem BFE ab. Der Vorschlag ist insbesondere auch in Zusammenhang mit der Anpassung von Art. 25 Abs. 1 StromVG stossend, die es den beiden Behörden erlaubt, quasi uneingeschränkte Auskunftspflichten geltend zu machen. Auch wenn von der Anpassung in Art. 25 Abs. 1 StromVG abgesehen wird, so kann allein das Beschaffungsrecht der anderen Behörde für die Datenweitergabe nicht ausreichen. Im Minimum müsste eine klare, konkrete gesetzliche Grundlage für die Weitergabe der entsprechenden Daten bestehen, wie auch im Einzelfall ein relevantes Beschaffungsinteresse vorgewiesen werden können muss, und die Betroffenen müssten über die Datenweitergabe informiert werden. Insbesondere weist der VSE darauf hin, dass die Evaluation der Entwicklung der Effizienz und Kosten im Netzbereich unter der Sunshine-Regulierung ausschliesslich der ElCom zu obliegen hat und dies entgegen des Wunschs im Erläuternden Bericht nicht Aufgabe des BFE ist (Erläuternder Bericht, S. 51). Das BFE hat keinen Bedarf an diesen Daten (s. Kapitel 2.8).
- **Verhältnismässigkeit bei der Datenerhebung für den sicheren Übertragungsnetzbetrieb.**
Für den tatsächlichen Fall der Gefährdung des sicheren Übertragungsnetzbetriebs haben die Kraftwerksbetreiber mit der ElCom bereits heute eine Vereinbarung abgeschlossen, welche die Datenweitergabe durch die ElCom im Gefährdungsfall sicherstellt. Dementsprechend besteht keine Notwendigkeit für eine weitergehende gesetzliche Regelung. Zu berücksichtigen ist in diesem Zusammenhang, dass mit einer Datenweitergabe an die nationale Netzgesellschaft diese als alleinige Nachfragerin (Monopsonistin) verschiedener Systemdienstleistungen (wie z.B. Regelenergie, Redispatch, Speicherreserve etc.) und somit als Marktteilnehmerin einen unzulässigen Wettbewerbsvorteil erhält, den sie gegenüber den Anbietern ausspielen könnte. Aus kartellrechtlicher Sicht ist daher eine Datenweitergabe äusserst problematisch und darum auf das absolute Minimum zu beschränken.

Antrag:

Art. 25

1 Gemäss geltendem Recht, sowie:

Die Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft sind verpflichtet, den zuständigen Behörden die für den Vollzug ~~und für andere Aufgaben~~ im Zusammenhang mit diesem Gesetz erforderlichen Auskünfte zu erteilen und die notwendigen Unterlagen zur Verfügung zu stellen.

Art. 27

3 Streichen

4 Bei einer Gefährdung des sicheren Betriebs des Übertragungsnetzes kann die ElCom der nationalen Netzgesellschaft die notwendigen Daten weitergeben; ~~sie kann bei ihr noch nicht vorhandene Daten eigens zu diesem Zweck beschaffen~~. Sie informiert die Betroffenen vorgängig über die Datenweitergabe.

Weitere Anträge s. beiliegende Synopse.

2.10 Datenhub

Im Hinblick auf eine vollständige Markttöffnung unterstützt der VSE den Aufbau eines zentralen Messpunktregisters. Es sind bereits Initiativen der Branche am Laufen, Datenhubs zu realisieren. Der VSE steht der Aussage im Erläuternden Bericht, wonach der Bundesrat allenfalls einen zentralen Datenhub anstrebt (Erläuternder Bericht, S. 41), kritisch gegenüber. Subsidiären Lösungen ist der Vorzug gegenüber staatlichen Vorgaben und Vorschriften zu geben. Der VSE lehnt deshalb auch die folgende Empfehlung der entsprechenden, vom BFE in Auftrag gegebenen Studie ab: «Wir empfehlen daher eine Anerkennung der noch nicht amortisierten Kosten und eine Abschreibung der bestehenden Initiativen.»¹⁴ Solche Absichtserklärungen torpedieren die Branchenaktivitäten, da kaum ein verantwortungsbewusstes EVU in Initiativen investieren wird, deren Einstellung im Raum steht.

Antrag:

- Initiativen der Branche für einen **Datenhub** sind bereits im Gang. Subsidiären Lösungen ist gegenüber staatlichen Vorgaben und Vorschriften der Vorzug zu geben.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme. Für allfällige Rückfragen oder zur Diskussion stehen wir gern zur Verfügung.

VSE



Michael Frank
Direktor



Nadine Brauchli
Leiterin Wirtschaft und Regulierung

Beilage:

- Synopse mit Anträgen und Begründungen

¹⁴ Datahub Schweiz: Kosten-Nutzen-Analyse und regulatorischer Handlungsbedarf, THEMA Consulting Group im Auftrag des BFE, Oktober 2018, Seite 103; http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_238067292.pdf

Bundesamt für Energie
Sektion Marktregulierung
3003 Bern

per e-mail: stromvg@bfe.admin.ch

Fribourg / Aarau, 18. Januar 2019

Teilrevision Stromversorgungsgesetz – Stellungnahme regioGrid

Sehr geehrte Damen und Herren

Der Verband kantonaler und regionaler Energieversorger (regioGrid) bedankt sich für die Möglichkeit, zur Teilrevision des Stromversorgungsgesetzes Stellung zu nehmen. Wir nehmen diese Gelegenheit gerne wahr und senden Ihnen unsere wichtigsten Anliegen.

I. Vollständige Marktöffnung

RegioGrid unterstützt die vollständige Marktöffnung. Diese muss aber durch geeignete Massnahmen zur Gewährleistung der langfristigen Versorgungssicherheit begleitet werden.

Wir begrüssen den zweiten Marktöffnungsschritt zur vollständigen Strommarktöffnung. Diese fördert Innovationen, neue Produkte und Dienstleistungen im Energiemarkt.

Eine optimale Einbindung des schweizerischen Strommarktes in den europäischen Strommarkt ist zudem gesamtwirtschaftlich sinnvoll und für die Gewährleistung der langfristigen Versorgungssicherheit notwendig. Die vollständige Marktöffnung ist eine unbestrittene Voraussetzung für den Abschluss eines Stromabkommens mit der europäischen Union und deshalb auch aus diesem Grund zu unterstützen.

Im Zentrum der Stromversorgungsgesetzgebung muss die Versorgungssicherheit stehen. Aufgrund der Ziele der Energiestrategie 2050 und im Klimaschutz wird sich die Energieversorgung der Schweiz stark verändern. Das vorhandene strukturell bedingte Stromdefizit in den Wintermonaten wird sich mit dem schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie verstärken. Auch unsere Nachbarländer sind mit einer raschen Entwicklung ihrer Energieversorgungsstrukturen konfrontiert. Eine verstärkte Importabhängigkeit ist deshalb mit erheblichen Risiken verbunden. Die ElCom empfiehlt deshalb, dass «ein substantieller Teil der wegfallenden Winterproduktion der Kernkraftwerke weiterhin im Inland produziert wird» (Stromversorgungssicherheit der Schweiz 2018, Mai 2018, S. 60).

Die in der vorliegenden Revision vorgeschlagenen zwei Massnahmen, Speicherreserve und einheimisches erneuerbares Standardprodukt in der Grundversorgung, sind aus Sicht von RegioGrid nicht geeignet, in diesem sich rasch ändernden Marktumfeld Investitions- oder Reinvestitionsanreize für den langfristigen Erhalt der inländischen erneuerbaren Produktion und deren Ausbau gemäss den Zielen der Energiestrategie 2050 sicher zu stellen. Darum muss die vorgesehene vollständige Marktöffnung durch geeignete zusätzliche Massnahmen zur Gewährleistung der langfristigen Versorgungssicherheit begleitet werden. Darunter fallen eine Entlastung der Wasserkraft durch eine Senkung und Flexibilisierung der Wasserzinse, die Ausweitung der Investitionsbeiträge für die Grosswasserkraft auf die Windenergie und gegebenenfalls auf die Photovoltaik, sowie die Einführung von Investitionsanreizen für bestehende und neue Produktionsanlagen.

II. Grundversorgung

RegioGrid ist der Auffassung, dass in einem vollständig geöffneten Markt grundsätzlich keine Grundversorgung mehr notwendig ist. Aus politischen Gründen erachtet regioGrid eine solche Grundversorgung, die auch nach der vollständigen Marktöffnung Kleinverbrauchern die Stromlieferung garantiert, als sachgerecht. Diese Grundversorgung muss der neuen Situation jedoch angepasst werden.

Im geöffneten Markt genügt eine einfache Missbrauchsaufsicht. Auf eine weitergehende Preisregulierung ist zu verzichten.

Eine Preisregulierung in der Grundversorgung ist bei einer vollständigen Marktöffnung obsolet, da die Endverbraucher auf alternative Produkte und Lieferanten ausweichen können. Anbieter können einseitiges Verhalten im offenen Markt nicht durchsetzen, dies auch nicht bei der Preissetzung in der Grundversorgung. Deshalb sollte sich die Kontrollkompetenz der ElCom auf eine einfache Missbrauchsaufsicht beschränken. Sollte nichtsdestotrotz an einer weitergehenden Preisregulierung in der Grundversorgung festgehalten werden, ist es sachgerecht, auf die Rückkehrmöglichkeit zu verzichten. Ansonsten könnten Endverbraucher je nach Marktlage zwischen der Grundversorgung und dem freien Markt wechseln, währenddem die Grundversorger eine Kontrahierungspflicht haben, aber ihre Beschaffungskosten nicht jederzeit decken können.

Zusätzliche muss zwischen den Festpreisen und den Wechselmöglichkeiten Fristenkongruenz bestehen. Dadurch sind die Endverbraucher in der Grundversorgung für ein Jahr gegen unvorhersehbare Preisschwankungen geschützt und im Gegenzug erhalten die Grundversorger für ein Jahr einen besser kalkulierbaren Stromabsatz. Da die jährliche Preisfestsetzung im Gesetz verankert ist, soll dies ebenfalls für die jährlich einmalige Wechselmöglichkeit festgesetzt werden.

Die Zuständigkeiten müssen neu geregelt werden:

- Die Grundversorgung soll durch den Lieferanten mit dem grössten Marktanteil im jeweiligen Netzgebiet sichergestellt werden.
- Die Abnahme- und Vergütungspflicht soll an eine unabhängige dritte Stelle ausgelagert werden.

Im Kontext einer vollständigen Strommarktöffnung ist ein Grundversorgungsauftrag durch die Netzbetreiber systemwidrig und ineffizient. In Anlehnung an die Regelungen im deutschen Markt sollte die Grundversorgung durch die Energielieferanten mit dem grössten Marktanteil im jeweiligen Netzgebiet sichergestellt werden. Das gleiche gilt auch für die Ersatzversorgung. Eine klare Trennung der Rollen Netzbetrieb und Versorgung drängt sich aus den folgenden Gründen auf:

- Netzbetreiber sind an die informative Entflechtung ihres Netzbetriebs gegenüber anderen Tätigkeiten gebunden, Lieferanten nicht. Mit einer klaren Rollentrennung stellen sich schwierige Abgrenzungsfragen nicht mehr und erlaubt die mit der Grundversorgung beauftragten Stromversorgungsunternehmen, mit gleichen Karten zu spielen wie die anderen Lieferanten. Wenn Energievertrieb und Netz nicht entflochten sind, würde das Angebot innovativer Produkte (z.B. Bündelung von Energieprodukten und Dienstleistungen) erschwert.
- Die Bestimmung der Preise und Volumen sind in der zukünftigen Grundversorgung mit Unwägbarkeiten verbunden, denn die grundversorgten Kunden können nach Publikation der jährlich festgelegten Grundversorgungspreise aus der Grundversorgung aus- oder in diese eintreten. Dieses Risiko kann der jeweils grösste Lieferant in einem Versorgungsgebiet am besten abfedern. Im geöffneten Markt werden dies nicht mehr zwingend die Netzbetreiber als historische Versorger sein. Verbleibt der Grundversorgungsauftrag trotzdem bei den Netzbetreibern würden Ihnen unverhältnismässige Risiken ohne Ersatzmöglichkeiten auferlegt.
- Unbestrittenermassen hat die vollständige Marktöffnung auch zum Zweck, eine Hürde zum Abschluss eines bilateralen Stromabkommens mit der EU zu beseitigen. Deshalb soll der zweite Marktöffnungsschritt EU-kompatibel ausgestaltet werden. Auch darum ist eine Trennung der Rollen notwendig.
- Im vollständig geöffneten Strommarkt wandelt sich der Grundversorgungsauftrag von einer zweiseitigen Verpflichtung zwischen Netzbetreibern und gebundenen Endverbrauchern zu einem einseitigen Kontrahierungszwang des Grundversorgers gegenüber frei wählbaren Endverbrauchern. Netzbetreiber sollen deshalb die Möglichkeit haben, sich vom Vertrieb zurückzuziehen.

Die Abnahme- und Vergütungspflicht gemäss Art. 15 des Energiegesetzes kann aus denselben Gründen auch nicht mehr Aufgabe des Netzbetreibers bleiben. Sofern weiterhin eine Abnahme- und Vergütungspflicht für Elektrizität bestehen soll, hat diese durch eine dritte unabhängige zentrale Stelle zu erfolgen.

RegioGrid begrüsst ein Grundversorgungsprodukt aus ausschliesslich einheimischer und überwiegend erneuerbarer Energie im Einklang mit den Zielen der Energiestrategie 2050. Für die langfristige Sicherstellung der Versorgungssicherheit ist es jedoch kein geeignetes Mittel.

Das vom Bundesrat angedacht Grundversorgungsprodukt aus ausschliesslich einheimischem und überwiegend erneuerbarem Strom bildet ein Bindeglied zu den Zielen der vom Volk gutgeheissenen Energiestrategie 2050 und wird von regioGrid unterstützt.

In der vorgesehenen Ausgestaltung bildet das einheimische erneuerbare Grundversorgungsprodukt ein möglicher Absatzmarkt für einen Teil der bestehenden einheimisch produzierten Energien. Wie gross dieser sein wird, hängt jedoch vom zukünftigen Kundenverhalten ab. Da die Endverbraucher frei sind, zu einem alternativen Produkt zu wechseln, kommt den erneuerbaren einheimischen Energien keinerlei Vorrang mehr zu. Aufgrund der fehlenden Absatzsicherheit vermag das vorgeschlagene Grundversorgungsprodukt nicht genügend Signale für Investitionen zu generieren und ist deshalb kaum geeignet, um die Ausbauziele der Energiestrategie zu erreichen und die langfristige Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Es ist eine Übergangsfrist von mindestens 2 Jahren vorzusehen. Noch bestehende Deckungsdifferenzen sollen über eine Schlussabrechnung abgebaut werden dürfen.

Durch die vollständige Marktöffnung wird eine erheblich grössere Anzahl von Endverbrauchern ihren Anbieter wechseln als heute. Für die dafür notwendigen Standardisierungen und Automatisierungen der Lieferantenwechsel-, Datenaustausch- und Verrechnungsprozesse ist genügend Zeit vorzusehen. Es gibt in der Branche bereits Initiativen, zu diesem Zweck sogenannte Datenhubs zu realisieren. Solchen subsidiären Lösungen ist gegenüber staatlichen Vorgaben und Vorschriften unbedingt der Vorzug zu geben.

Grundsätzlich unterstützt RegioGrid die Vorgabe, dass Deckungsdifferenzen möglichst bis zur Marktöffnung abzubauen sind. Es wird jedoch keinem Netzbetreiber möglich sein, seine Deckungsdifferenzen vollständig abzubauen, da auch im letzten Jahr zumindest noch Mengenunsicherheiten bestehen. Daneben können aufgrund von Energietarifverfahren noch kurz vor der Marktöffnung hohe Deckungsdifferenzen bestehen. Damit dies die Tarife in der Grundversorgung kurz vor der Marktöffnung verzerrt, ist deshalb die Möglichkeit von Rechnungs- statt Tarifierungen vorzusehen.

Die Stromkennzeichnung soll weiterhin auf Jahresbasis erfolgen.

Der Bundesrat stellt gemäss erläuterndem Bericht eine Umstellung der bisherigen Praxis der Stromkennzeichnung auf Jahresbasis auf eine quartalsweise oder monatliche Hinterlegung der Herkunftsnachweise in Aussicht. Anders als der Bundesrat geht RegioGrid davon aus, dass die vorgeschlagene Änderung keine Preissignale zugunsten der erneuerbaren Winterproduktion zu setzen vermag, denn das Absatzpotential ist gegenüber den verfügbaren Herkunftsnachweisen auch im Winter zu klein. Wäre im Umkehrschluss die Nachfrage grösser als die in einzelnen Monaten oder Quartalen verfügbaren Herkunftsnachweise, könnten die Endverbraucher nicht mit den gewünschten Produkten beliefert werden. Der mit der angedachten Regelung gewünschte volkswirtschaftliche Nutzen kann sich somit nicht einstellen. Die zusätzlichen administrativen Aufwände wären jedoch beträchtlich. Aus diesen Gründen lehnt RegioGrid eine Praxisänderung ab.

III. Speicherreserve

Die Speicherreserve überbrückt kurzfristige kritische Versorgungssituationen, ist aber kein Instrument zur Sicherstellung von Investitionen zur Gewährleistung der langfristigen Versorgungssicherheit.

Das Instrument der strategischen Reserve ist unseres Erachtens geeignet, um kritische Versorgungssituationen kurzfristig zu überbrücken. Solche Situationen können vor allem bei gleichzeitigem Auftreten von sehr niedrigen Speicherständen und einer während Tagen oder Wochen eingeschränkten Importmöglichkeit auftreten. Hingegen ist die Speicherreserve kein Instrument zur Sicherstellung von Investitionen und Reinvestitionen, die für eine längerfristige Versorgungssicherheit dringend nötig sind.

Die Speicherreserve ist zudem klar von den Systemdienstleistungen (SDL) inklusive Redispatch abzugrenzen. Hierfür besteht bereits ein funktionierender Markt. Eine Vermengung mit der Speicherreserve würde Marktverzerrungen schaffen. Der Einsatz der strategischen Speicherreserve sollte daher nur im Falle einer landesweiten Strommangellage erfolgen, das heisst, wenn innerhalb des Marktgebiets Schweiz das Stromangebot am Markt die Nachfrage nicht decken kann. Die strategische Speicherreserve ist daher auch kein Instrument zur Überbrückung von (regionalen) Netzengpässen ("Redispatch").

Die vom Bundesrat vorgeschlagene "Verschmelzung" der Regelenergie sowie der strategischen Reserve hält RegioGrid nicht für zweckmässig. Die strategische Reserve gelangt nämlich erst dann zum Einsatz, wenn es am Markt nicht mehr ausreichend Energie (weder Importe noch inländische Produktion) zur Deckung des Bedarfs hat. Bilanzgruppen haben auf eine solche Situation gar keinen Einfluss. Ob eine Bilanzgruppe ausgeglichen ist oder nicht, hängt dabei nicht von ihren Fähigkeiten oder ihrem Engagement ab, sondern kann rein zufällig bedingt sein. Die Pönalisierung nicht ausgeglichener Bilanzgruppen während einer Knappheitssituation würde zu Ungleichheiten zwischen unterschiedlich strukturierten Bilanzgruppen führen und damit erhebliche Wettbewerbs- und Anreizverzerrungen mit sich bringen. Vermeintliche Vorteile für die längerfristige Versorgungssicherheit (etwa durch zusätzliche Investitionsanreize in neue Kraftwerkskapazitäten) wären mit dieser Pönalisierung zudem nicht verbunden.

IV. Teilliberalisierung Messwesen

Auf eine Liberalisierung des Messwesens ist zu verzichten, denn den Kosten steht kein allgemeiner Nutzen gegenüber.

RegioGrid lehnt die vorgeschlagene Teilliberalisierung wie auch eine weitergehende Liberalisierung des Messwesens ab. Sie bringt einen erheblichen Mehraufwand und führt zu keiner Übereinstimmung bei den Rechten und Pflichten der beteiligten Akteure. Das bestehende System, bei dem die Netzbetreiber die Verantwortung tragen, das Messwesen operativ entweder selbst oder durch

sie beauftragte Dritte ausführen, ist in sich kongruent, effizient und regulatorisch überschaubar. Zudem nimmt ein grossmehrheitlicher Teil der Netzbetreiber die ihnen übertragene Verantwortung im Mess- und Informationswesen erfolgreich wahr und nehmen kontinuierlich Qualitäts- und Prozessverbesserungen vor.

Demgegenüber zeigt die vorgeschlagene Teilliberalisierung erhebliche Nachteile auf. Eine Teilliberalisierung erfordert neue Prozesse und Abläufe und die Verantwortlichkeiten müssten neu geregelt werden. Es werden Prozessabgrenzungen bei der Messdienstleistung notwendig, die zu Redundanzen führen. Auch würde der Regulierungsaufwand steigen. Gesamthaft steht den durch die Teilliberalisierung verursachten Mehrkosten steht kein gesamtwirtschaftlicher Nutzen gegenüber. Zudem verstösst eine Liberalisierung gegen das Prinzip der Rechtssicherheit und des Investitionsschutzes. So verpflichtet die Energiestrategie die Netzbetreiber zu einem Rollout intelligenter Messsysteme. Die damit verbundenen Kosten werden den Netzkosten zugeordnet. Bei einer Liberalisierung laufen die Netzbetreiber Gefahr, mit nicht amortisierbaren Kosten konfrontiert zu werden und die Stromproduzenten, welche die Energiestrategie von den Messkosten befreit hat, würden wieder damit belastet.

V. Netztarifizierung

Netzbetreiber brauchen mehr Spielraum für verursachergerechte Tarife, die auch Vorhalteleistungen berücksichtigen.

Eine effiziente Netznutzung bedingt, dass die Marktteilnehmer über die Netznutzungstarifizierung mit in die Verantwortung genommen werden können. Auf Gesetzesstufe sind die dafür notwendigen Grundsätze schon heute festgeschrieben, werden jedoch auf Verordnungsstufe eingeschränkt. Konkrete Vorgaben zur Ausgestaltung der Netznutzungstarife sind unserer Ansicht nach höchstens auf Verordnungsstufe aufzunehmen. Konkrete Tarifberechnungsvorgaben auf Gesetzesstufe, wie im neuen Abs. 3bis vorgeschlagen, sind zu starr und werden der Dynamik und Komplexität der Netztarifizierung nicht gerecht. Für den Fall, dass die Gesetzesgrundlagen zur Netztarifizierung angepasst werden, sollen folgende Prinzipien beachtet werden: Die Netztarifizierung soll nach ökonomischen Grundsätzen und nicht aus politischen Motiven erfolgen und es ist ein grösserer Handlungsspielraum notwendig, um die effektiven verursachten Kosten von verschiedenen Kundengruppen, inklusive der Vorhalteleistung verursachergerecht abzugelten.

Zusätzlich sollen Verteilnetze mit einer hohen Produktionseinspeisung nicht benachteiligt werden. Aus diesem Grund lehnt RegioGrid eine Änderung der Wälzformel vom Bruttoprinzip zum Betragsnettoprinzip ab.

VI. Flexibilität

Die Regelungen zur Nutzung von Flexibilität sollen sich an der gesamtwirtschaftlichen Effizienz ausrichten.

RegioGrid begrüsst grundsätzlich die gesetzliche Verankerung des Eigentumsrechts an der Flexibilität, das dem Flexibilitätseinhaber zugeordnet wird. Allerdings beinhalten die weiteren Regelungen übermässig detaillierte und teils einschränkende Vorgaben für Netzbetreiber, die zudem nicht notwendig sind. Deshalb lehnen wir die vorgeschlagenen Regelungen zu den Vertragsbeziehungen sowie der Vergütung für Zugriffe durch die Verteilnetzbetreiber ab.

Netzbetreiber sind heute schon angehalten, das Netz effizient zu betreiben. Zudem darf das Netz erst dann ausgebaut werden, wenn andere Massnahmen (Optimierung, Verstärkung) ein sicheres, leistungsfähiges und effizientes Netz nicht mehr gewährleisten. Mit diesen bestehenden Prinzipien ist ein Einsatz von Flexibilität im Verteilnetz schon heute möglich – nämlich dann, wenn dieser effizient ist. Darüber hinaus sind die Regelungen auf das notwendige Minimum zu beschränken.

Eine effiziente Kapazitätsauslastung rechtfertigt eine moderate Leistungsregelung der Einspeisung. Werden sie auf grössere Anlagen begrenzt und wird die zulässige Reduktion der Einspeiseleistung pro Anlage begrenzt, ist eine solche Massnahme verhältnismässig, da nur geringe Einbusen bei der möglichen einzuspeisenden Strommenge resultieren.

Netzdienliche Flexibilität soll den Verteilnetzbetreibern zudem solange zur Verfügung stehen, als sie nicht anderweitig genutzt wird. Das kann nicht über ein Opt-In System gesichert werden und es ist ein Opt-out System zu verlangen, sowohl für bestehende als auch für neue Systeme. Aus Effizienzgründen sollen Verteilnetzbetreiber solange auf Flexibilität zugreifen können, als der Netznutzer dies nicht ausdrücklich untersagt.

VII. Sunshine-Regulierung

Eine Veröffentlichung der Resultate bedingt, dass die Vergleichbarkeit der Daten und der Gruppen gegeben ist. Auf eine Anreizregulierung ist zu verzichten.

Die Ergänzung des bestehenden Regulierungsmodells durch die Sunshine-Regulierung zur Erhöhung der Transparenz ist grundsätzlich positiv zu werten. Für die nun vorgeschlagene Veröffentlichung der Daten sind die einzelnen Vergleichsparameter besonders sorgfältig auszuwählen. Es sind nur Indikatoren zu wählen, welche messbar und objektiv vergleichbar sind. Sie sollen einen echten und fairen Informationsgewinn darstellen und ungerechtfertigte Rückschlüsse oder gar Fehlanreize ausschliessen. In diesem Sinn soll ausdrücklich auf einen Vergleich der folgenden Parameter verzichtet werden: Elektrizitätstarife in der Grundversorgung (da keine Preisregulierung mehr), Investitionen in intelligente Netze (keine Aussagekraft) und Verrechnungsmessung (da eine

Teilliberalisierung des Messwesens abgelehnt wird). Zudem soll die Herleitung der Ergebnisse für die Netzbetreiber transparenter gestaltet werden.

RegioGrid spricht sich dezidiert gegen eine Einführung einer Anreizregulierung aus. Diese basiert auf komplizierten und aufwendigen Benchmarking-Rechenmodellen. Je nach gewähltem Modell sehen die Effizienzwerte unterschiedlich aus. Die Anreizregulierung würde neue Rechtsunsicherheiten schaffen, den Regulierungsaufwand massiv erhöhen und eine Vernachlässigung von notwendigen Investitionen in die Stromnetze aufs Spiel setzen.

VIII. Datensammlung und Datenweitergabe

Auf eine Ausweitung der Auskunftspflicht gegenüber den Behörden und auf die vorgeschlagene weitreichende Datenweitergabe ist zu verzichten.

RegioGrid lehnt die weitreichende Datenweitergabe zwischen Behörden und an Marktakteure ab. Die Datenerhebungen sind auf das notwendige Minimum zu beschränken. So ist insbesondere die in Artikel 27 vorgesehene, beinahe uneingeschränkte Datenweitergabe zwischen der ElCom und dem BFE zu streichen.

IX: Versorgungsstabilität

Es sollen klare Rahmenbedingungen zur Gewährleistung des sicheren und stabilen Elektrizitätsversorgungssystems geschaffen und die Haftungsfragen geklärt werden.

Die spezifischen Regelungen nach Art. 20a StromVG (Entwurf) schaffen nur sehr lückenhafte Rahmenbedingungen in Bezug auf die notwendigen Massnahmen bei Gefährdung des sicheren Übertragungsnetzbetriebs. Im Gesetzesentwurf sind weder manuelle Lastabwürfe als Letztmassnahmen zur Gewährleistung eines stabilen Netzbetriebs noch Haftungsfragen in Folge getroffener Massnahmen, die Gefährdungen des sicheren Übertragungsnetzbetriebs beseitigen, geregelt.

Der Gesetzgeber muss möglichst vollständige Grundsätze zur Gewährleistung des sicheren Elektrizitätsversorgungssystems definieren. Ungenügende Regelungen auf Gesetzesstufe würden grossen Interpretationsspielraum bei der Auslegung der Regelungen zulassen, was zu erheblichen Risiken bei allen Betroffenen führen kann. Bisher existieren jedoch keine ausreichenden gesetzlichen Rahmenbedingungen für das Ergreifen entsprechender Massnahmen durch die Netzbetreiber, die der Gefährdung des Elektrizitätsversorgungssystems entgegenwirken. Zudem sind die daraus resultierenden Folgen für Betroffene nicht geregelt.

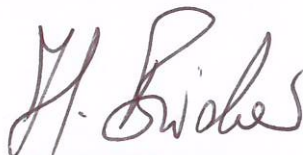
* * *

Wir bedanken uns für die Berücksichtigung unserer Anliegen. Bei Rückfragen zu unserer Stellungnahme stehen wir Ihnen natürlich gerne weiterhin zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "D. Gachoud".

Dominique Gachoud
Präsident

A handwritten signature in brown ink, appearing to read "H. Bircher".

Hansueli Bircher
Geschäftsführer

c/o Skat Consulting AG
Vadianstrasse 42
9000 St.Gallen

Datum:

25. Januar 2019

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Marktregulierung
3003 Bern

Elektronisch eingereicht an:
stromvg@bfe.admin.ch

Stellungnahme Swiss Small Hydro zur Revision des Stromversorgungsgesetzes (volle Strommarktöffnung, Speicherreserve und Modernisierung der Netzregulierung)

Sehr geehrte Frau Bundesrätin
Sehr geehrte Damen und Herren

Im Namen von Swiss Small Hydro, dem Schweizer Verband der Kleinwasserkraft, danken wir Ihnen für die Möglichkeit, sich zur Revision des Stromversorgungsgesetzes äussern zu dürfen.

Swiss Small Hydro, 1982 als Interessenverband Schweizer Kleinkraftwerk-Besitzer (ISKB) gegründet, setzt sich für die dezentrale und nachhaltige Nutzung der Wasserkraft ein und unterstützt die Anliegen unabhängiger Produzenten. Der Verband zählt knapp 400 Mitglieder, bestehend aus Kleinwasserkraft-Produzenten, Zulieferer-Industrie und Vertretern des öffentlichen Sektors. Die Kleinwasserkraft ist nach der Grosswasserkraft die zweitwichtigste erneuerbare Energietechnologie und leistet einen Beitrag von über 6% an die gesamte Elektrizitätsproduktion in der Schweiz.

Der Verband begrüsst die Stossrichtung der Vorlage, da sie den Umbau in eine dezentralere Stromversorgung unterstützt und so auch die Rolle der Kleinwasserkraft stärken dürfte. Er ist aber auch der Überzeugung, dass die vorgeschlagenen Anpassungen bei weitem nicht ausreichen, um die Ziele der Energiestrategie 2050 auch nur annähernd erreichen zu können!

Konkret schätzt der Verband die Massnahmen folgendermassen ein:

- **Zweiter Marktöffnungsschritt:**

Mit der vollständigen Marktöffnung werden deutlich flexiblere Tarife möglich. Dadurch dürfte in Zukunft Sommerstrom beispielsweise weniger wertvoll als Winterstrom werden, da im Winter eher Knappheit herrscht. Die flexibleren Tarif ermöglichen aber auch eine weitere Differenzierung der Tarife als nur Hoch- und Niedertarif. Diese Anpassungen werden im Grundsatz unterstützt, da sie dazu führen, dass bedarfsgerechte Produktion besser entschädigt wird und damit der Bedarf an Speichern reduziert werden kann.

In die gleiche Richtung geht auch der Ansatz, HKNs in Zukunft quartalsweise oder gar monatlich auszustellen. Swiss Small Hydro unterstützt hierbei insbesondere den Ansatz, HKNs auf monatlicher Basis auszustellen, da damit diejenigen Kraftwerke gefördert werden, welche in Zeiten von Knappheit produzieren können. So kann gleichzeitig ein wesentlicher Beitrag zur Entlastung der Netze und der erforderlichen Speicherreserve geschaffen werden.

- **Marktnahes Modell gemäss Art. 30 Abs. 5 EnG:**

Der Ansatz für ein marktnahes Modell beschränkt sich auf eine Grundversorgung aus einheimischer und überwiegend erneuerbarer Energie. Dabei geht der Bund von tiefen Wechselraten der Endkunden aus. Swiss Small Hydro schätzt die Entwicklung hingegen anders ein: Kurzfristig dürfte wohl ein erhöhter Bedarf an einheimischer erneuerbarer Energie entstehen, unter der Voraussetzung, dass ein 100%-iger Anteil erneuerbarer Energie erforderlich ist. Diese Wirkung wird aber spätestens dann verpuffen, wenn die resultierenden höheren Preise für Strom aus einheimischer erneuerbarer Energie für Investoren interessant werden.

Für planungsintensive Technologien mit aufwändigen Bewilligungsverfahren, wie dies beispielsweise bei Wind- und Wasserkraftwerken der Fall ist, werden sich damit keine Investoren finden lassen!

Es ist eher davon auszugehen, dass der entstehende Markt weitgehend durch bestehende Grosswasserkraftwerke abgedeckt werden kann.

Antrag Swiss Small Hydro, Art. 6 Abs.2:

Die Netzbetreiber bieten in der Grundversorgung als Standard ein Elektrizitätsprodukt an, das auf der Nutzung einheimischer ~~sowie überwiegend oder ausschliesslich~~ erneuerbarer Energie beruht.

- **Speicherreserve:**

Die Überlegungen sind nachvollziehbar und technisch sinnvoll, aus ökonomischer Perspektive vermutlich aber nicht die beste Wahl. Swiss Small Hydro empfiehlt die Prüfung weiterer verbraucherseitiger Optionen, wie sie beispielsweise im integralen Marktmodell¹ der AEE SUISSE vorgeschlagen werden. Eine Speicherreserve gemäss Vorschlag wird sich auch kurzfristig umsetzen lassen, sollten die alternativen Massnahmen nicht ausreichend Wirkung erzielen.

- **Optimierung in der Netzregulierung**

Die vorgeschlagenen Optimierungen in der Netzregulierung werden grundsätzlich begrüsst, da sie den Umbau in ein dezentraleres Versorgungssystem mit stärkerer Einbindung unabhängiger Produzenten fördern dürften.

Dies gilt auch

- für die grundsätzlich stärkere Gewichtung der Leistung bei der Tarifgestaltung des Netzentgeltes (ist im Sinne des Verursacherprinzips konsequent). Eine starre Tarifierung hingegen berücksichtigt den Wert einer zusätzlichen Be- oder Entlastung des Netzes zu wenig. Konsequenterweise sind dabei dynamische Leistungspreise erforderlich, um die Netzbelastung abbilden zu können und die Auswirkung einer Ein-/Auspeisung entsprechend abbilden zu können. Das heisst, dass diese nicht nur die verursachten, sondern auch die vermiedenen Kosten wider spiegeln sollen (Art. 14 Abs. 3 Bst. a).
- für die Stärkung der Rolle von Flexibilitäten, da diese das Interesse an der Umsetzung dezentraler Massnahmen auf Verbrauchs- und Produktionsseite steigern dürften.
- für die Wahl auf ein Energy Only Marktmodell, da ein solches die Beteiligung unabhängiger Stromproduzenten und dezentraler Produktionsanlagen unterstützt.
- für die Anpassungen im Messwesen, da damit eine mögliche Diskriminierung unabhängiger Produzenten erschwert wird.

Als kritisch hingegen werden die neuen Möglichkeiten für Verteilnetzbetreiber erachtet, direkt in die Steuerung des Kraftwerks eingreifen zu können – obwohl der Betreiber für die negative Regelenenergie entschädigt werden soll. Die Berechnung einer fairen Entschädigung der Kraftwerksbetreiber wird als Herausforderung erachtet – und müsste entsprechend auf Verordnungsebene präzise geregelt werden. Unabhängig davon scheint der administrative Aufwand gross, wie auch das Risiko, dass diesbezüglich Konflikte zwischen Produzent und Netzbetreiber entstehen.

Die Weiterentwicklung der Netzregulierung aus Sicht einer effizienten Integration der zunehmend dezentralen Erzeugung inklusiver effizienter smarter Netzentwicklungspotenziale (Smart-Grids) wird ausdrücklich unterstützt!

Basierend auf diesen Einschätzungen nimmt Swiss Small Hydro folgendermassen Stellung:

- Die Vorlage stärkt im Grundsatz die Entwicklung einer dezentraleren Stromversorgung, was auch die Rolle der Kleinwasserkraft stärken dürfte. Auch die Rolle von unabhängigen Produzenten wird gestärkt, was in Anbetracht der grossen Herausforderungen der Energiestrategie von grosser Bedeutung ist.
- Unterstützenswert ist der grundsätzlich technologieneutrale Ansatz, da dies der aktuell bestehenden Überregulierung entgegen wirken würde.
- Bei den meisten erneuerbaren Technologien (Wind, Kleinwasserkraft, Biomasse) werden zwar marginale Verbesserungen in Aussicht gestellt. Der Entwurf setzt hingegen keinerlei marktorientierte Anreize, um den Zubau der erneuerbaren Energien zu fördern, wie dies die Ziele der Energiestrategie 2050 vorsehen.

Der Versuch, das bereits angeschlagene Vertrauen der Investoren in stabile Rahmenbedingungen wieder herzustellen, wird unterlassen. Im Gegenteil: Investoren werden mehr Risiken tragen müssen, als dies heute der Fall ist – ohne zusätzliche Sicherheiten zu erhalten. Aus diesem Grund ist auch davon auszugehen, dass die Investitionen in neue Produktionsanlagen, welche zur Erreichung der in der Energiestrategie 2050 formulierten Ziele erforderlich wären, ausbleiben werden. Es muss zudem angenommen werden, dass der starke Zubau bei der Photovoltaik aufgrund der Anpassungen in der Netzregulierung gebremst wird. Einziger Profiteur dürfte die Schweizer Grosswasserkraft sein, welche aufgrund der 100%-igen einheimischen erneuerbaren Grundversorgung von besseren Tarifen profitieren kann, ohne selber Investitionen tätigen zu müssen.

Um ausreichend Dynamik in die Bereitstellung zusätzlicher erneuerbarer Produktionskapazitäten auslösen zu können, genügt die Vorlage nicht. Die Revision ist zu ergänzen mit der Festlegung eines verbindlichen Ausbaupfads für Strom aus erneuerbaren Energien und mit geeigneten Massnahmen, um diesen Ausbaupfad zu erreichen.

Swiss Small Hydro verweist in diesem Zusammenhang auf den Ansatz des integralen Marktmodells¹, welchen die AEE SUISSE in Zusammenarbeit mit der ZHAW entwickelt hat.

¹ <https://aeesuisse.ch/themen/integrales-marktmodell>

Swiss Small Hydro verzichtet auf eine Kommentierung der einzelnen Artikel der Vernehmlassungsversion, da insgesamt die darin formulierte Stossrichtung als richtig erachtet wird, diese jedoch mit wirksamen Massnahmen zur Erreichung der Ziele der Energiestrategie ergänzt werden muss.

Freundliche Grüsse

Jakob Büchler



Präsident Swiss Small Hydro

Martin Bölli



Geschäftsleiter Swiss Small Hydro

Bundesamt für Energie
Sektion Marktregulierung
3003 Bern

stromvg@bfe.admin.ch



Bern, 25. Januar 2019

Revision des Stromversorgungsgesetzes (volle Strommarktöffnung, Speicherreserve und Modernisierung der Netzregulierung): Vernehmlassung

Sehr geehrte Frau Bundesrätin, sehr geehrte Damen und Herren

Der Schweizerische Gewerkschaftsbund SGB bedankt sich für die Möglichkeit, an der Vernehmlassung zum Revisionsentwurf des oben erwähnten Gesetzes teilnehmen zu können.

Die Stromversorgung gehört zum Service public und sie ist von zentraler Bedeutung für die Volkswirtschaft. Die Versorgungssicherheit, eine möglichst umweltschonende Stromproduktion sowie moderate Preise sind für uns vorrangig. Die Stromversorgung in der Schweiz ist im europäischen Vergleich ausgezeichnet, die CO₂-Bilanz ist wegen der Wasserkraft gut und die Strompreise sind vergleichsweise tief und gerade für die Kleinkunden auch seit Jahren stabil. Eine Besonderheit der schweizerischen Strombranche ist die kleinräumig organisierte Versorgung mit noch über 600 Verteilnetzbetreibern. Das Personal dieser EVU verfügt über sehr gute Kenntnisse der Infrastruktur und Stromnachfrage vor Ort. Gesetzliche Neuerungen müssen die Qualitäten unserer Versorgung stärken, denn die Umsetzung der Energiestrategie 2050, die technologischen Veränderungen und die Verfügbarkeit von Fachkräften sind die Herausforderungen der kommenden Jahre.

Der Bundesrat argumentiert bei der Marktöffnung nicht mehr primär mit dem Stromabkommen. Sie soll laut Vorlage in erster Linie Verzerrungen bei Endverbrauchern und Produzenten beheben, Produktinnovationen fördern und neue Geschäftsmodelle ermöglichen um die Energiestrategie 2050 zu unterstützen. Die Einbindung in den europäischen Binnenmarkt, dies als weiteres Argument, soll die Versorgung sichern.

Behebung der «Verzerrungen» durch Marktöffnung?

Der Bundesrat möchte das Modell der Teilmarktöffnung, welches seit 2009 in Kraft ist, durch ein Modell des freiwilligen Marktzugangs für KleinverbraucherInnen mit einem Bezug von <100 MWh/a ersetzen. Das betrifft überwiegend Haushalte wie Einzelunternehmen und kleine Gewerbebetriebe. Diese Kleinkunden seien heute «gefangen» und könnten nicht von den tiefen Marktpreisen profitieren. Zudem seien die Strompreise für die Kleinkunden je nach Region und EVU sehr verschieden, auch diese unfaire Preispolitik würde durch die Vollmarktöffnung korrigiert. Wer aber nicht auf den Markt wechseln wolle, könne in der Grundversorgung bleiben und würde dort mit 100% einheimischem Strom versorgt.

Wir stellen richtig: der Strompreis setzt sich aus den Kosten für den Strom, aus den Kosten für das Netz und Abgaben zusammen. Für 2019 gibt die ElCom den tiefsten Strompreis mit 16.87 Rp/kWh im Kanton Zürich, den höchsten im Kanton Jura mit 26.32 Rp/kWh an. Der eigentliche Strompreis beträgt im Kanton Zürich 6.36 Rp/kWh, im Jura 10.09 Rp/kWh. Der Rest sind Netzkosten und Abgaben, die auffallend unterschiedlich, aber von der Vollmarktöffnung nicht tangiert sind. Es ist die Aufgabe der Elcom, hier regulierend einzugreifen.

Die Preise in den umliegenden europäischen Ländern mit Vollliberalisierung sind für die Haushalte nicht gesunken, sondern gestiegen: zum einen sind die tiefen Produktpreise nicht an die Kleinkunden weitergegeben worden, zum anderen sind Netzkosten und Abgaben gestiegen. Mit einem Durchschnittspreis von rund 22 Rp/kWh pro Haushalt liegt die Schweiz seit Jahren im europäischen Mittelfeld. Die «gefangene» Kundschaft bezahlt hier also nicht höhere Preise.

Die angedachte künftige Grundversorgung mit 100% einheimischem Strom würde neu den grossen Stromproduzenten einen Absatzmarkt bei den Kleinkunden garantieren. Das wäre dann ein Mix aus Wasserkraft- und Kernkraftstrom. Im Gegensatz zu heute hätten die Haushalte, die in der Grundversorgung bleiben, keine Wahl mehr.

Betriebe, die 100 MWh/a Strom verbrauchen, müssten bei Vollmarktöffnung ihren Strom zwingend auf dem Markt beschaffen, für sie gäbe es keine Grundversorgung mehr. Dieser Marktgang beschert ihnen vermutlich mehr Aufwand als Nutzen. Das dürfte auch der Grund sein, warum noch immer, 10 Jahre nach der Teilmarktöffnung, nur 66 Prozent der Grossverbraucher auf den Markt gewechselt hat. Trotz vorteilhaftester Preiskonditionen auf dem «freien» Markt lohnt es sich offensichtlich nicht, den Strom selbst einzukaufen resp. ein EVU damit zu beauftragen (Wechselkosten und Beschaffungsaufwand).

Für alle StrombezügerInnen, die Grossen und die Kleinen, soll aber eine Ersatzversorgung garantieren, dass sie stets und ohne Unterbruch mit Strom versorgt werden. Diese garantierte Stromversorgung kommt auch dann zum Zug, wenn es der (Gross-)Verbraucher versäumt hat, rechtzeitig einen neuen Lieferanten zu beauftragen. Zuständig ist in jedem Fall dann der Netzbetreiber des entsprechenden Netzgebiets. Diese Konstruktion mit der Ersatzversorgung macht deutlich, wieso «Markt» in der Stromversorgung eine unsinnige Begrifflichkeit ist: Strom ist ein Gut, das jederzeit verfügbar sein muss und es ist nur bedingt speicherbar. Der Stromfluss muss dauernd ausgeglichen sein und damit dies trotz «Markt» gewährleistet ist, braucht es eine Fülle von gesetzlichen Regulierungen, Normen und Kontrollinstanzen.

Es handelt sich beim Strommarkt um einen ganz engmaschig regulierten Bereich. Die vom Bundesrat anvisierte «Öffnung» würde die Regulierungsdichte nicht verringern, sondern notgedrungen noch mehr Regulierungen zur Folge haben. Der SGB lehnt die vollständige Marktöffnung ab.

Mehr Markt zur Unterstützung der Energiestrategie 2050?

Eine zuverlässige Stromversorgung braucht ein verlässliches Zusammenspiel in der Branche und eine hohe Planbarkeit von Nachfrage und Bereitstellung. Seit 2011 ist die Branche mit einem massiven Preiszerfall konfrontiert, der einem europaweiten Überangebot von Strom geschuldet ist, aber vor allem deutlich die problematische Konzeption des aktuellen Strommarktdesigns aufzeigt: Im «Energy-Only»-Markt wird nur die tatsächlich gelieferte Energie bezahlt, die Kosten der Bereitstellung dieser Energie (inklusive der Umweltbelastung) sind aber nicht eingepreist. Je mehr Strom angeboten wird, desto tiefer sackt der Börsenpreis ab. Dies ist nicht nur für konventionelle Kraftwerke ein Problem, sondern auch der Grund, weshalb die neuen erneuerbaren Energien in diesem Strommarktdesign ohne Fördergelder kaum bestehen werden. Die Hemmnisse für Investitionen

bleiben bestehen, solange die effektiven Kosten der Stromerzeugung nicht eingepreist und Strom nicht über längere Zeiträume gespeichert werden kann.

Die vorgeschlagene Marktöffnung wird diese Probleme tendenziell verschärfen. Die Verteilnetzbetreiber beliefern heute alle Haushalte und weitere Kleinkunden in ihrem Einzugsgebiet mit Strom. Und betreiben bereits heute einen erheblichen Aufwand um auch Grosskunden Strom verkaufen zu können. Aber das steht in keinem Verhältnis zum Aufwand, den die EVU künftig betreiben müssten um auch die Haushaltskunden bei sich zu halten. Denn die Grosskunden machen insgesamt gerade mal 0.8% aller Stromkunden aus, verbrauchen aber gut die Hälfte des gesamten Stromvolumens in der Schweiz. Künftig müssten sich die EVU um die anderen 99.4% der Endkunden streiten um diesen weiterhin Strom verkaufen zu dürfen. Der Aufwand des einzelnen EVU für das Marketing und der Ertrag aus diesem «Restgeschäft» stehen in keinem Verhältnis zueinander.

Sicher ist dann nur noch das Geschäft mit der Durchleitung des Stroms. Investitionsanreize für die dezentrale Produktion von Strom würden hingegen massiv geschwächt. Und es besteht die Gefahr, dass an den Kosten für das Personal gespart würde. Das wäre gerade in der Elektrizitätsbranche zusätzlich problematisch, weil der technologische Wandel und die demografische Entwicklung permanente Weiterbildungs- und Ausbildungsanstrengungen von allen Unternehmen fordern. Das kostet. Wer aber nicht planen kann, investiert ungern.

Die Energiewende kann nur gelingen, wenn vermehrt dezentral Strom produziert und auch vor Ort verbraucht wird. Schon heute treten Konsumenten als Produzenten auf, was durch die gesetzlichen Neuerungen der Energiestrategie 2050 mit den Eigenverbrauchsgemeinschaften befördert wird. Hier braucht es Klärung durch die Elcom bei Zähler- und Netzkosten sowie Einspeisung. Aber dafür braucht es keine Marktöffnung, denn diese wird einen ruinösen Wettbewerb um Kleinkunden mit grossen administrativen Kosten auslösen. Heute ist die Stromversorgung in der Schweiz stabil und von hoher Qualität. Sie darf nicht durch ein Marktexperiment gefährdet werden.

Versorgungssicherheit durch Einbindung in den EU-Binnenmarkt?

Die Schweiz ist im eigentlichen Wortsinn bestens vernetzt mit den Nachbarländern. Die installierte Grenzkapazität beträgt 25 GW (Kapazität des grenzüberschreitenden Übertragungsnetzes). Effektiv wird pro Jahr gleich viel oder mehr Strom grenzüberschreitend importiert und exportiert als in der Schweiz gesamthaft verbraucht wird: Im Jahr 2017 betrug der Stromimport und -export 66 TWh, der Stromverbrauch im Inland 58 TWh. Und die inländische Jahresproduktion betrug gut 56.2 TWh Strom.

Im Winterhalbjahr ist die Schweiz auf Stromimport angewiesen, der Nettoimport beträgt dann 4 TWh, eine Zahl, die seit zehn Jahren stabil ist. Sollte Deutschland den kompletten Ausstieg aus der Kernkraft wie angekündigt realisieren und Frankreich ebenfalls nachziehen, ohne dass mit fossilen Kraftwerken kompensiert würde, wird dies die Exportfähigkeit beider Länder beeinträchtigen. In beiden Ländern zusammen würde ab 2030 im Winterhalbjahr 40 TWh Strom weniger produziert werden. Damit wird dort die Eigenversorgung ins Zentrum rücken. Daran würde auch ein Stromabkommen der Schweiz mit der EU nichts ändern. Ein solches wäre zwar für den diskriminierungsfreien Zugang zum europäischen Stromhandel wichtig, würde aber nicht automatisch eine höhere Versorgungssicherheit im physikalischen Sinn bringen.

Das leistungsstarke Übertragungsnetz ist ein technologischer Trumpf, den die Schweiz hat. Aber – das ein bisher nicht beachteter Punkt in der Debatte – es kann auch ein Risikofaktor sein: Länder mit grossen Grenzkapazitäten sind im EU-Binnenmarkt einem hohen Wettbewerbsdruck ausgesetzt, wie ein Bericht in der Süddeutschen Zeitung vom 10. Januar 2019 deutlich macht. «Offene

Grenzen, höhere Preise» beschreibt den Mechanismus des grenzüberschreitenden Stromhandels zwischen Deutschland und Dänemark. Zugunsten dänischen Stroms müssen Windanlagen im Norden Deutschlands vermehrt gedrosselt werden. Beahlt wird dieses Abregeln über die Netzkosten der Endkunden.¹ Der diskriminierungsfreie Zugang ist eben keine Einbahnstrasse.

Eine Beurteilung des Stromabkommens ist aber weiterhin nicht möglich, da dessen Inhalt unter Verschluss gehalten wird. Wir gehen davon aus, dass für die Schweiz das Beihilferegime der EU gelten würde. Die Steuerbefreiung von EVU, die heute noch in kommunalen und kantonalen Verwaltungen integriert sind, und – je nach kantonalen Steuergesetzen – von zahlreichen weiteren Energieunternehmen wäre nicht mehr zulässig. Weiter dürfte das Abkommen auf die Konzessionsvergabe von Wasserwerken Auswirkung haben: Zwischen 2030 – 2045 laufen die meisten Konzessionen der grossen Wasserkraftwerke aus. Deren Neuvergabe müsste nach EU Standard diskriminierungsfrei gewährleistet sein.

Zu den einzelnen Artikeln

Art. 6 Grundversorgung

Der SGB spricht sich gegen die volle Marktöffnung aus, da sie einen negativen Effekt auf die Qualität der Versorgung und auf die Preisentwicklung haben wird. Aufgrund der Erfahrungen in Ländern mit vollliberalisierten Strommärkten rechnen wir damit, dass die Grundversorgung teurer würde als der Strompreis, den Haushalte heute bezahlen.

Absatz 2

Die Grundversorgung mit 100% einheimischem Strom wird keinen Schub für einen vermehrten Zubau von erneuerbaren Energien bewirken. Ganz im Gegenteil wird damit der Status quo mit zentralen Grosskraftwerken (Wasserkraft und Kernkraft) zementiert. Diese Unterstützungsmassnahme für die grossen Stromproduzenten lehnen wir ab. Der Umstieg auf Stromproduktion aus erneuerbaren Energien aus dezentralen Produktionsanlagen wird dadurch verzögert. Investitionsanreize für Verteilnetzbetreiber werden geschwächt.

Absatz 3

Die Preisbildung in der Grundversorgung soll sich an Vergleichsmarktpreisen orientieren. Der SGB lehnt dies ab und unterstützt hier die Argumentation der ElCom, die die Tarife in der Grundversorgung kontrollieren müsste und dies als nicht praktikabel einschätzt. Dem Regulator werden ja preisliche Vereinbarungen aus dem Markt gar nicht gemeldet. Aber auch Verteilnetzbetreiber als Grundversorger wüssten nicht, an welchen Marktpreisen sie sich zu orientieren hätten. Es besteht im negativen Fall das Risiko, dass Verteilnetzbetreiber mittels unattraktiven Tarifen in der Grundversorgung die kleinen Verbraucher «in den Markt» drängen würden, um möglichst keinen Strom bei den grossen Stromproduzenten einkaufen zu müssen und frei in ihrer Preisgestaltung zu sein.

Art. 7 Ersatzversorgung

Diese Bestimmung zeigt, wie absurd «Markt» in der Stromversorgung ist. Die Versorgung ist unabdingbar und muss jederzeit gewährleistet sein. Das hat oberste Priorität. Selbstverständlich müssten auch die Preise in der Ersatzverordnung reguliert sein. Ansonsten besteht seitens ElCom keine Möglichkeit, missbräuchliche Preise zu unterbinden.

¹ <https://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/2.220/strom-eu-marktoeffnung-1.4280536>

Art. 8a Speicherreserve für kritische Versorgungssituationen

Der SGB unterstützt Bestrebungen, die Versorgungssicherheit durch inländische Massnahmen zu erhöhen, um für die Abschaltung von Atomkraftwerken in Deutschland und Frankreich vorbereitet zu sein und im Winterhalbjahr nach Bedarf über Reserven verfügen zu können. Diese neue Speicherreserve darf keine verdeckte Stützmassnahme für die zugebauten Kapazitäten von Pumpspeicherung (Linth Limmern, Nant de Drance) sein.

Deshalb soll in Absatz 2 der Satz mit der expliziten Teilnahmeberechtigung für Speicherkraftwerks- und Speicherbetreiber durch eine offene Formulierung ersetzt werden: Wir befürworten eine technologie neutrale Ausgestaltung der strategischen Reserve und eine deutlichere Bedarfsausrichtung, denn bezahlt wird die strategische Reserve über die Netzkosten von den Kleinverbrauchern. Siehe dazu auch Artikel 15 Abs. 2a und d dieser Vorlage, da werden die Speicherreserve und die Flexibilitätsnutzung explizit als neue Netzkosten aufgeführt.

Der SGB wünscht, dass Wärmekraftkopplung berücksichtigt wird. Sie ist gerade in den Wintermonaten eine höchst sinnvolle Brückenenergie mit einem hohen Wirkungsgrad. Und wenn doch auch in Artikel 15 die Flexibilitätsnutzung aufgeführt ist, dann sollte in diesem Artikel hier auch deutlich gemacht werden, dass nicht nur die Speicherung von Energie im Fokus steht, sondern eben auch Flexibilitätsangebote gemeint sind.

Art. 9 StromVG sieht bereits heute Massnahmen des Bundesrats bei Gefährdung der Versorgungslage vor, das hat als gesetzliche Grundlage bisher ausgereicht, um kritische Situationen abzudecken. Es soll auch weiterhin zwingend eine Bedarfsanalyse der Festlegung einer möglichen strategischen Reserve vorausgehen. Diese Analyse soll durch die ElCom vorgenommen werden, die aufgrund ihrer Aufgaben eine Schlüsselposition einnimmt, weil sie als Regulator über angemessene Strompreise zu wachen hat.

Mit Absatz 6 stellt sich die Frage, ob im gesamten Artikel die jeweiligen Aufgaben und Kompetenzen der Akteure ElCom, Swissgrid und Bundesrat konsequent beschrieben sind. Das sollte vor dem Hintergrund der bisherigen Erfahrungen in der Umsetzung des geltenden Art. 9 StromVG überprüft werden.

Art. 13a Wechselprozesse

Die Handhabung der Wechselprozesse würde vom Bundesrat in einer Verordnung geregelt. Der erläuternde Bericht verdeutlicht, dass man sich offensichtlich stark am Konzept der Krankenversicherungen orientieren will. Der Wechsel soll unter Einhaltung einer Kündigungsfrist am Jahresende erfolgen können. Die Wechselkosten will man laut Absatz 2 sozialisieren, sie würden via Netzkosten oder Stromtarif in der Grundversorgung den Verbrauchern angelastet. Dass den Verteilnetzbetreibern Wechselkosten entstehen, ist unbestritten. Und dass es nicht angeht, dass die öffentliche Hand diese Kosten tragen müsste, ist ebenfalls klar. Diese Kosten nun aber den Verbrauchern anzuhängen, die in der Grundversorgung bleiben wollen und deshalb gerade nicht die Verursacher sind, ist auch nicht zulässig. Wenn sie nun via Netzkosten durch alle Kleinverbraucher bezahlt würden, wird der reine Produktpreis an den Stromkosten anteilmässig noch geringer und die «Marktoffenheit» noch obsoleter.

Art. 14 Netznutzungsentgelt und Netznutzungstarife

In der Stromversorgungsverordnung StromVV gilt für Kleinverbraucher/Haushalte mit einem Jahresverbrauch von bis zu 50 MWh ein nicht degressiver Arbeitstarif von mindestens 70 Prozent. Dieser soll im Gesetz auf 50% gesenkt werden und für so genannte Prosumer in dieser Verbraucherkategorie kann er auch unter 50% gesenkt werden. Der SGB unterstützt durchaus das Konzept

einer durch die Allgemeinheit finanzierten Netzinfrastruktur. Der Gedanke, dass dies bei einer Zunahme von Eigenproduktion auf Netzebene 7 gefährdet wäre, liegt nahe. Aber durch die stärkere Betonung der Leistungskomponente wird weder ein Stromsparanreiz gesetzt, noch dafür gesorgt, dass bei diesen Kleinverbrauchern die Eigenproduktion und der Konsum besser aufeinander abgestimmt werden. Und – dies scheint uns am wichtigsten – es setzt eben auch kein Signal an die Netzbetreiber, einen unverhältnismässigen Ausbau der Netzinfrastruktur zu vermeiden. Der SGB plädiert deshalb für die Beibehaltung der bisherigen Regelung.

Art. 17a Zuständigkeit für die Messung

Das Messwesen liegt bisher in der Kompetenz der Netzbetreiber, die für Installation und Unterhalt der Zähler zuständig sind. So genannt «intelligente Messsysteme» sind ein Kernpunkt der Energiewende und letztlich mitentscheidend für deren Umsetzung. Entsprechend hält das geltende StromVG in Artikel 17a und 17b fest, dass der Bundesrat den Netzbetreibern Auflagen zur Installation solcher Messsysteme machen kann. Hier will man nun eine «Teilliberalisierung» einführen, indem Verbrauchern mit einem Strombedarf von 100 MWh/a freigestellt wird, Dritte mit dem gesamten Messwesen zu beauftragen. Nach Einschätzung des SGB ist das Messwesen aber untrennbarer Teil der Netzinfrastruktur, die ja eben nicht liberalisiert wird. Die Formulierungen zeigen auch, welcher regulatorischer Aufwand für diese Teilliberalisierung betrieben werden müsste um sicherzustellen, dass die Versorgung nicht gefährdet wird. Eine Delegation dieser Aufgabe an Private unter Umgehung von Preiskontrollen lehnen wir ab. Der SGB beantragt Streichung des Artikels.

Art. 17a^{bis} Messentgelt und Messtarife

Der SGB unterstützt eine Kontrolle des Messentgelts resp. der anrechenbaren Kosten für den gesamten Messbetrieb, aber für alle Verbraucher. Wie eingangs erwähnt, werden von den Netzbetreibern sehr unterschiedliche Kosten verrechnet, was nicht transparent ist. Die ElCom soll die Angemessenheit der Kosten analog zu den übrigen Netzkosten kontrollieren.

Art. 17a^{ter} Intelligente Messsysteme

Messsysteme sind Teil der Netzinfrastruktur und intelligente Messsysteme sind ein Kernelement der Energiewende. Entsprechend sind die intelligenten Messsysteme auch bei den Netzkosten im geltenden Artikel 15 StromVG aufgeführt. Die Netzbetreiber sind gesetzlich verpflichtet, eine zuverlässige Stromversorgung durch einen stets guten Netzunterhalt und, wo notwendig, auch einen Netzausbau zu garantieren. Je intelligenter resp. leistungsfähiger die Messsysteme werden, desto mehr und desto sensiblere Daten werden über diese vermittelt. Auch das spricht gegen eine Auslagerung an Private.

Art. 17b^{bis} Nutzung von Flexibilität

Der SGB unterstützt die stärkere Flexibilitätsnutzung und damit einen Verzicht auf überdimensionalen Netzausbau. Es ist aktuell nicht abschätzbar wie erfolgreich sich Speichertechnologien entwickeln werden. Unter Umständen stellen sich in wenigen Jahren ganz neue Fragen betreff benötigter Infrastruktur.

Art. 17b^{ter} und Art. 17c Datenaustausch, Datenschutz und Datensicherheit

Der Thematik Datenaustausch und Datenschutz ist im erläuternden Bericht ein ganzes Kapitel gewidmet, das skizziert, mit welcher Komplexität gerechnet wird. Angestrebt wird zur möglichst effizienten Verwaltung der Daten ein so genannter «Datahub», zu vermeiden wären parallele Datenverwaltungssysteme. Zwischen allen Akteuren muss ein reibungsloser und transparenter Daten-

austausch gewährt sein, damit die Stromversorgung funktionieren kann. Gleichzeitig muss der Datenschutz unbedingt gewährleistet sein, zumal bereits heute ein vitales, auch durchaus berechtigtes, Interesse an der Auswertung von Verbrauchsprofilen besteht. Der SGB sieht nicht, inwieweit (gewinnorientierte) Dritte hier zu mehr Datenschutz, zu Effizienz und Qualitätssicherung beitragen könnten.

Aufgrund der Tragweite der Thematik und mit Blick auf Plattform-Geschäftsmodelle, die gesetzliche Lücken nutzen, fordern wir den Bundesrat dazu auf, diese Fragen nicht bloss auf Verordnungsstufe, sondern im Gesetz zu regeln. Auch für die Netzbetreiber ergäbe dies eine deutlichere Normsetzung.

Art. 18 Abs. 4, 4^{bis}, 6 dritter Satz und 7 nationale Netzgesellschaft

Der SGB begrüsst die erneute gesetzliche Bekräftigung, dass die Kantone und Gemeinden nebst den schweizerisch beherrschten EVU ein Vorkaufsrecht an den Aktien der Nationalen Netzgesellschaft haben. Dies ist im geltenden Gesetz so festgelegt (Art. 18 Abs. 4 StromVG), wird aber durch die Swissgrid Statuten unterlaufen, die ein Vorkaufsrecht der Aktionäre vorsehen (Art. 5 Abs. 3 Swissgrid Statuten) und damit, wie in den letzten Jahren geschehen, die öffentliche Beherrschung der Swissgrid gefährden.

Der SGB unterstützt deshalb ganz klar jede Bestrebung, die öffentliche Beteiligung an der Netzgesellschaft zu stärken. Deshalb sollen Gemeinden gleichberechtigt mit den Kantonen das Vorkaufsrecht erhalten. Und zwar unabhängig, ob sie bereits zum Kreis der Aktionäre gehören. Dies soll im Text bei Absatz 4 ergänzt werden wie folgt:

«Werden Aktien der nationalen Netzgesellschaft veräussert, so haben an diesen Aktien in der folgenden Rangordnung ein Vorkaufsrecht:

- a. Kantone und Gemeinden unabhängig davon, ob sie bereits direkt oder indirekt Aktionäre sind
- b. Die schweizerisch beherrschten Elektrizitätsversorgungsunternehmen mit Sitz in der Schweiz.»

Art. 22a Veröffentlichung von Qualitäts- und Effizienzvergleichen

Der SGB befürwortet, dass mittels dieser «sunshine»-Regelung die Transparenz zu Versorgungsqualität, zu Investitionen und Tarifen für die Verbraucher erhöht wird. Im Service public müsste dies Standard sein, aber für viele EVU ist dies nicht selbstverständlich. Dadurch könnte effektiv ein fruchtbarer Wettbewerb ausgelöst werden, weil die EVU damit ihre Leistungen für eine interessierte Öffentlichkeit sichtbar machen können.

Besten Dank für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme.

Freundliche Grüsse

SCHWEIZERISCHER GEWERKSCHAFTSBUND



Vania Alleva
Vizepräsidentin



Giorgio Tuti
Vizepräsident



Dore Heim
Zentralsekretärin

Bundesamt für Energie
Sektion Marktregulierung
3003 Bern

Bern, 25.1.2019

Stellungnahme zur Revision des StromVG

Sehr geehrte Damen und Herren

Das erste Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 läuft Ende 2022 aus, die Umsetzung und Zielerreichung darüber hinaus ist nicht gewährleistet. Der Bundesrat ist angehalten, konkrete Vorschläge zu machen, wie die Finanzierung erneuerbarer Kraftwerke sichergestellt werden kann. In der vorliegenden Revision des StromVG fehlen Anreize für den Ausbau einheimischer erneuerbarer Energien.

Die ElCom fordert in dieser Revision des StromVG Anreize zum Erhalt der Winterstromproduktion¹, die mit dem Wegfall des Atomstroms abnimmt. Berechnungen zeigen, dass Photovoltaik heute die günstigste Art ist, auch im Winterhalbjahr Strom zu produzieren.² In der Vorlage wird diesem Thema keine Beachtung geschenkt. Unabhängig davon, ob und in welchem Zeitraum man von potenziell kritischen Versorgungslagen im Winterhalbjahr ausgeht, ist ein möglichst hoher Eigenversorgungsgrad der Schweiz anzustreben. Dieser bringt nebst Versorgungssicherheit auch inländische Wertschöpfung und Unabhängigkeit.

Dem zweiten Schritt der Marktöffnung können wir ohne flankierende Massnahmen für den Ausbau erneuerbarer Energien nicht zustimmen. Die Frage nach der Marktöffnung steht isoliert nicht im Vordergrund und es gibt keinen Grund zur Eile. Wenn es darum geht, die Bedingungen für ein allfälliges Stromabkommen mit der EU zu erfüllen, kann die Marktöffnung in diesem Zusammenhang vorgelegt werden. Die Energiewende kann sowohl in einem vollständig liberalisierten Markt wie auch im vollen Monopol oder im teilliberalisierten Markt erreicht werden. Ausschlaggebend sind die Rahmenbedingungen für erneuerbare Energien und Effizienz. Ein Monopol, das wie in den 1970er bis 90er-Jahren die Atomenergie schützt, ist dabei genauso wenig zielführend wie ein liberalisierter Markt, der die Kosten umweltbelastender Produktionsarten nicht internalisiert und Investitionen in neue erneuerbare Energien nicht ermöglicht. Weil die Vorlage weder ausreichende Massnahmen für den Ausbau erneuerbarer Energien vorschlägt, noch auf die Problematik der Entsolidarisierung der Finanzierung der Energiewende durch die Liberalisierung eingeht, lehnen wir sie ab.

¹ <https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-73132.html>

² www.energiestiftung.ch/strommarkt

Die Absatzgarantie für Atomstrom in der Grundversorgung ist inakzeptabel, ein «Green Default» ist zwingend. Die angestrebte Importstrategie und das Festhalten an einem Strommarktdesign (Energy-Only-Markt), das die Besonderheiten der zunehmenden Produktion aus Anlagen mit sehr tiefen Grenzkosten (insb. Wind- und Solarkraft) nicht berücksichtigt, ist zu statisch und schafft keine Investitionssicherheit.

Wir bitten den Bundesrat, die Vorlage grundlegend zu überarbeiten und unsere Anträge und Empfehlungen wohlwollend zu prüfen.

Freundliche Grüsse



Walter Sachs
Präsident



Raoul Knittel
Geschäftsführer

Anträge und Empfehlungen

Art. 4 Abs. 1 Bst. b: Die Definition von «Endverbraucher» bleibt bestehen und damit die Ausnahmeregelung für Pumpspeicherkraftwerke. Damit bleibt die Ungleichbehandlung verschiedener Speichertechniken bestehen. Entweder werden sämtliche Speicher vom Netzentgelt befreit oder die Ausnahmeregelung wird auf andere Techniken (insb. Batterien) ausgeweitet. Analog ist die Regelung für Art. 4a, Abs. 1 Bst. a zu prüfen.

Art. 6 Abs. 1: Wir sind mit dem Grundsatz einverstanden, dass es eine Grundversorgung braucht, wenn der Markt ganz geöffnet wird.

Art. 6 Abs. 2: Dass die Grundversorgung zu 100% aus einheimischer Energie bestehen soll, begrüssen wir. Dass sie nur «überwiegend», sprich zu mindestens 50%, auf erneuerbarer Energie beruht, ist ungenügend. So werden zu wenig Anreize für Investitionen in neue erneuerbare Kraftwerke geschaffen. Die Grundversorgung muss einem «Green Default» entsprechend und zu 100% aus einheimischer, erneuerbarer Energie bestehen. Statt erst in der Verordnung ist das besser im Gesetz festzulegen. Dabei sollen nicht die Ausbauziele gem. Art. 2 EnG massgebend sein, wie im Bericht erwähnt, sondern die übergeordneten Ziele der Energiestrategie 2050, die eine 100% erneuerbare Stromversorgung vorsehen.

Art. 6 Abs. 3: Der «geeignete Referenzmassstab» für angemessene Strompreise soll sich für die Grundversorgung mit erneuerbaren Energien weiterhin an den Gestehungskosten orientieren. Solange kein Strommarktmodell vorliegt und der Vergleichsmarktpreis nicht kostendeckend ist, besteht mangels Investitionssicherheit kein Anreiz zum Ausbau erneuerbarer Energien. Wir lehnen das Modell des Vergleichsmarktpreises ab.

Art. 6 Abs. 5 bis³ soll wieder aufgenommen werden. Dieser Absatz wurde im Rahmen der Strategie Stromnetze im StromVG eingefügt. Er erlaubt Verteilnetzbetreibern, erneuerbaren Strom bis zum Auslaufen der Marktprämie nach Art. 30 EnG in die Tarife für feste Endverbraucher einzurechnen. Wir schlagen diesen Absatz mit kleinen Anpassungen zur Beibehaltung vor:
«Soweit die Betreiber der Verteilnetze die festen Endverbraucher mit Elektrizität aus erneuerbaren Energien beliefern, dürfen sie ~~bis zum Auslaufen der Marktprämie nach Artikel 30 des Energiegesetzes vom 30. September 2016~~ die Gestehungskosten dieser Elektrizität in die Tarife einrechnen und müssen Preisvorteile nach Absatz 3 nicht miteinrechnen. Dieses Recht gilt nur für Elektrizität aus Erzeugungskapazitäten im Inland, **inkl. den Gestehungskosten privat oder genossenschaftlich betriebener Erzeugungsanlagen**, abzüglich allfälliger Unterstützungen.»

Art. 8a (Speicherreserve für kritische Versorgungssituationen): Im Grundsatz begrüssen wir die Schaffung einer Speicherreserve. Sie soll aber nur für erneuerbare Energien offen stehen, die die gesetzlichen ökologischen Standards einhalten (betrifft vor allem die Wasserkraft).

Ebenfalls muss sichergestellt werden, dass die Sanierungspflicht auch im Falle von Wasserkraftwerken, die an der Reserve teilnehmen, gilt. Eine bereits erfolgte Schwall-Sanierung darf nicht durch den Abruf der Reserve in Frage gestellt werden.

³ <https://www.parlament.ch/centers/eparl/curia/2016/20160035/Schlussabstimmungstext%201%20NS%20D.pdf>

Unverständlich ist, dass Anbieter von Nachfrageflexibilität erst später «allenfalls» vom Bundesrat die Berechtigung zur Teilnahme an der Reserve erhalten sollen (Abs. 6 Bst f). Nachfrageflexibilität soll von Anfang an gleichberechtigt eingebunden werden und mitbieten können.

Art. 12 (Information und Rechnungsstellung): Bei Absatz 1 ist ein zusätzlicher Punkt anzufügen, nämlich die Rückliefertarife für eingespeisten Strom. Dieser ist für alle Produzenten im Netzgebiet relevant.

Für uns ist es nicht klar, ob der - frei gewählte - Energieverkäufer auch die Rücklieferung von Solarstrom abnehmen muss, oder ob der lokale Verteilnetzbetreiber verantwortlich bleibt. Um Unstimmigkeiten vorzubeugen, die Administration zu vereinfachen und letztendlich die Planungssicherheit zu erhöhen sowie die inländische Stromproduktion auszubauen, schlagen wir einen landesweit einheitlichen Rückliefertarif von 12 Rp/kWh sowie 10 Rp/kWh für Anlagen ab 100 kWp vor.

Bei Absatz 2 besteht eine gewisse Redundanz zu Art. 9 Abs. 3 Bst b EnG bzw. Art. 4 EnV. Im Grundsatz befürworten wir grösstmögliche Transparenz. Anbieter von Elektrizität sollen die gleichen Angaben machen müssen wie die Netzbetreiber für die Grundversorgung.

Art. 13a Abs. 1 Bst. b: Für Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch (ZEV) sind die Wechselbedingungen wichtig. Sie sollten ähnlich wie bei Krankenkassen einfach gehalten sein, z.B. Jahresverträge mit fixem Kündigungstermin. In diesem Zusammenhang sind auch die Bedingungen für die ZEV (Art. 17 EnG) anzupassen, es gilt den Umgang zu regeln, wenn Mitglieder eines ZEV diesen verlassen wollen.

Art. 14 Abs. 3bis: Netznutzungsentgeld und Netznutzungstarife

Solarstrom-Prosumer sind von grosser Bedeutung zur Zielerreichung der Energiestrategie 2050. Nach dem Ende der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) ist Eigenverbrauch das einzige (politisch akzeptierte) Instrument, um eine wirtschaftliche Solarstromproduktion-Perspektive zu ermöglichen. Die Befürchtung, dass die Netznutzungsentgelte zukünftig nicht mehr pro kWh verrechnet werden, hält viele potentielle Investoren nicht zu unrecht davon ab, das Solarstrom-Eigenverbrauchs-Potential auszuschöpfen. Die PV-Installationen sind (auch deshalb) seit 3 Jahren rückläufig - was sicher nicht im Sinne einer zukünftig erneuerbaren Energieversorgung ist.

Erst per 1.1.2018 wurde in der StromVV Art 18 Abs. 3 festgelegt, dass der Netznutzungstarif für Endverbraucher unter 1 kV mit bis zu 50 MWh Jahresverbrauch zu mindestens 70% über einen nicht degressiven Arbeitstarif verrechnet werden sollen. Dies bereits wieder zu ändern, untergräbt jegliche Planungssicherheit, wir sprechen uns hier entschieden gegen eine Änderung aus.

Wir beantragen deshalb, den neu vorgeschlagenen Punkt b von StromVG Abs 3 bis zu streichen.

Wenn zukünftig flächendeckend Smart-Meter eingesetzt werden, haben alle Endkunden eine Leistungsmessung; somit könnte überall 100% Leistungstarif eingeführt werden. Die Klausel, dass Eigenverbraucher nicht schlechter gestellt werden sollen, verspricht kaum Schutz. Um fragwürdigen, aufwändigen Vergleichen und Verfahren vorzubeugen und ein Minimum an Investitionssicherheit mindestens vorerst zu gewähren, soll die Verrechnung, wie per 1.1.2018 eingeführt, weitergeführt werden. Wenn der Prozentsatz künftig auf Ebene Gesetz geregelt sein soll, so soll die Formulierung aus der Verordnung übernommen werden: *3^{bis} Auf Spannungsebenen unter 1 kV weist der*

Netznutzungstarif bei ganzjährig genutzten Verbrauchsständen mit bis zu 50 MWh Jahresverbrauch eine nichtdegressive Arbeitskomponenten (R_p/kWh) von mindestens 70% auf.

Wir sind offen, neue Tarifmodelle hinsichtlich Verursachergerechtigkeit zu diskutieren. Wir verstehen jedoch nicht, weshalb Leistungstarife "verursachergerecht" sein sollen, die ein individuelles Maximum als Berechnungsgrundlage haben, ohne Berücksichtigung der zu diesem Zeitpunkt vorliegenden Netzbelastung. Wenn ein Solarstrom-Prosumer zur Mittagszeit 10 kW einspeist, so reduziert er die Belastung im lokalen Netz zu einer Spitzenlastzeit. Andererseits mag er um 2 Uhr in der Nacht, wenn das Netz schwach ausgelastet ist, 6 kW für seine Wärmepumpe beziehen. Wieso muss ein solcher netz-schonender Prosumer mehr oder gleich viel an Leistungstarif bezahlen, wie jemand, der in der "Rush-Hour" 6 kW zur kritischen Netzbelastung beiträgt?

Für eine kostengerechte Anlastung von Netzkosten eignet sich die Einteilung in zeitlich differenzierte Tarife (Hoch- und Niedertarif) viel besser als die Messung individueller installierter oder beanspruchter Leistung. Smart-Meter ermöglichen solche stärker differenzierten Tarife, es sind tages- und jahreszeitlich variierende Arbeitstarife denkbar.

Wir wären auch offen für eine Lösung, bei der die Netzkosten nicht separiert den Konsumenten in Rechnung gestellt werden, sondern wo die Produzenten den Endkonsumenten-Preis abzüglich der Kosten der beanspruchten Netze erhalten. In einem liberalisierten Strommarkt mag ein Endverbraucher den lokalen Wasserstrom abbestellen und für einen Rappen weniger Kohlestrom aus Norddeutschland abonnieren. Hierdurch wird viel mehr Netz beansprucht. Gemäss diesem Beispiel würde ein Solarstrom-Produzent, dessen Strom auf Netzebene 7 bleibt, den Endkundenpreis 20 Rp/kWh abzüglich Vertriebsaufwand und 6 Rp/kWh für die Nutzung der Netzebene 7 erhalten. Der Produzent des norddeutschen Kohlestroms, der alle Netzebenen beansprucht, erhält 20 Rp/kWh abzüglich Vertriebsaufwand und Nutzungsentgelt für alle Netzebenen. Theoretisch kosten die höheren Netzebenen pro kWh nur wenig; aber nur, solange sie auf sämtliche kWh umgelegt werden; auch auf jene, welche diese Netzebenen gar nicht beanspruchen. Verteilnetze mit einem hohen Selbstversorgungsgrad, welche die höheren Verteilnetze kaum beanspruchen, werden dadurch attraktiv. Dies soll erstmal nur als Gedankenanstoss dienen – eine solche umfassende Umstellung muss gut durchdacht und allenfalls international abgestimmt sein. Aber erstens bringt sie zum Ausdruck, dass "verursachergerecht" sehr unterschiedlich interpretiert werden kann. Und zweitens ist die Dezentralisierung der Energieversorgung in der Tat eine umfassende Umstellung - von wenigen Einspeisepunkten zu Zehntausenden - weshalb durchaus neue Ansätze prüfenswert wären.

Zu Art. 15 bzw. den zugehörigen Erläuterungen auf S. 33 im Bericht: Wir begrüßen ausdrücklich die Absicht, das Betragsnettoprinzip einzuführen. Es ist Realität, dass Strom nicht nur von «oben» nach «unten» fließt, besser wieder als die heutige Regelung. Für die Verteilnetzbetreiber entsteht ein grösserer Anreiz, Stromerzeugung in seinem Verteilnetzgebiet zu fördern und abzunehmen.

Art. 17a (Zuständigkeit für die Messung): Mit dieser Regelung entfällt die Überwälzung der Messkosten für Produzenten auf die Netzgebühren und bedeutet ein finanzieller Nachteil für neue Anlagen. Wir haben keine grundsätzlichen Bedenken gegen eine Liberalisierung, können aber nur zustimmen, wenn keine Nachteile für Produzenten entstehen. Entweder muss eine Lösung gefunden werden, wie die Messkosten gewälzt werden können, auch wenn ein Dritter beauftragt wird oder es bleibt beim Monopol. Letzteres soll reguliert werden, so dass der Allgemeinheit keine unverhältnismässigen Kosten aufgebürdet werden.

Art. 20, Abs. 2, Bst. b: Wir begrüßen ausdrücklich den Satz «Verbrauchsseitig berücksichtigt sie dabei vorab Angebote mit effizienter Energienutzung.». So können energievernichtende Technologien und Konzepte vermieden werden und es werden Anreize geschaffen für nachhaltige Energieumwandlungs- und Speicherprojekte.

Art. 22a, Abs. 2: Wir schlagen vor, den Anteil Energie, die nach anerkannten ökologischen Kriterien zertifiziert ist oder diesen entspricht, als zusätzlichen Bereich aufzunehmen.

Bundesamt für Energie
Sektion Marktregulierung
3003 Bern
Per Email: stromvbg@bfe.admin.ch

Bern, 29. Januar 2019 sgv-Sc

Vernehmlassungsantwort Revision des Stromversorgungsgesetz

Sehr geehrte Damen und Herren

Als grösste Dachorganisation der Schweizer Wirtschaft vertritt der Schweizerische Gewerbeverband sgv über 230 Verbände und gegen 500 000 KMU, was einem Anteil von 99,8 Prozent aller Unternehmen in unserem Land entspricht. Im Interesse der Schweizer KMU setzt sich der grösste Dachverband der Schweizer Wirtschaft für optimale wirtschaftliche und politische Rahmenbedingungen sowie für ein unternehmensfreundliches Umfeld ein.

I. Allgemeine Bemerkungen

Der sgv steht zum Stromversorgungsgesetz, weil es verschiedene Kompromisse enthält und gleichzeitig Marktprozesse fördert. Einerseits liberalisiert es den Strommarkt und andererseits garantiert es den Verbraucherinnen und Verbrauchern eine Grundversorgung, sollten sie eine wünschen. Einerseits leistet es der Entflechtung von Stromproduktion und Stromverteilung Vorschub und andererseits wahrt es die unternehmerische Freiheit der Unternehmen, die sich für eine Integration entscheiden. Einerseits macht es aus dem elektrischen Strom ein marktfähiges Gut und andererseits schafft es Rahmenbedingungen für die Versorgungssicherheit. Im Willen, diesen Charakter des Stromversorgungsgesetzes weiterzuführen, fällt die Stellungnahme des sgv zum vorliegenden Entwurf differenziert aus:

- Der sgv hält die 2. Etappe der Liberalisierung des Strommarkts für unabdingbar. Es ist höchste Zeit, die im Konsens des Stromversorgungsgesetzes angelegte Regelung, endlich umzusetzen. Schon zu lange ist dieser Schritt verzögert worden; diese Verzögerung ging zu Lasten der «gebundenen Stromkunden» und der Wettbewerbsfähigkeit verschiedener Branchen, inklusive der Elektrizitätsversorger selbst.
- Entsprechend verlangt der sgv die Umsetzung der Liberalisierung entlang dem WAS-Modell, das eine Grundversorgung als bedingungslose Option vorsieht. Die Tarife in dieser Grundversorgung sollen weiterhin von der Elektrizitätskommission in einem «Markup-Costing»-Kalkulationsrahmen bestimmt werden.
- Der sgv ist skeptisch gegenüber einer Speicherreserve; das Schweizer Marktdesign sollte weiterhin dem «Energy Only» Grundsatz folgen. Sollte die Haltung dieser Reserve tatsächlich günstiger sein als die Deckung des Bedarfs auf dem Markt – was sehr unwahrscheinlich ist –, muss die Reserve zwingend mit marktwirtschaftlichen Instrumenten bewerkstelligt werden.

- Der sgv fordert die Liberalisierung des gesamten Messwesens; darüber hinaus muss das Eigentum an den Messdaten eindeutig den Datenverursachern zugewiesen werden, damit diese ihre Daten zum marktfähigen Gut machen können.

II. Zu den einzelnen Artikeln

Jene Artikel, zu denen der sgv keine Bemerkungen hat, werden vom Verband akzeptiert.

Art. 4a: Streichen. Eine Sonderregelung für Bahnen sollte es nicht geben, da sie sich wettbewerbsverzerrend auswirkt. Generell stellt sich hier die Frage, was im Sinne dieses Artikels als erzeugte Elektrizität zählt.

Art. 5; Art. 6 und Art. 7: Streichen, bzw. am aktuellen Gesetz inklusive Inkraftsetzung des Artikels 7 (WAS-Modell) festhalten. Das vom Bundesrat in diesem Entwurf vorgeschlagene Modell ist zu kompliziert und zu invasiv. Verbraucherinnen und Verbraucher sollen wählen können, ob sie in der Grundversorgung verbleiben oder sich im Markt mit Strom eindecken. Damit wird die Grundversorgung zum Benchmark für die Marktversorgung; entsprechend werden die Preise der Grundversorgung zum Benchmark für Marktpreise. Damit die Grundversorgung diese Funktion erfüllen kann, müssen ihre Tarife nach dem «Markup-Costing»-Kalkulationsrahmen von der eidgenössischen Elektrizitätskommission festgesetzt werden. Eventualiter stellt der sgv folgende Anträge zum vorliegenden Entwurf:

Art. 6 Abs. 1: Der Entscheid, ob in der Grundversorgung zu verbleiben oder in den Markt einzutreten, hat allein die Verbraucherin oder der Verbraucher zu fällen; Bedarfsnachweise und andere Hürden sollen gänzlich gestrichen werden.

Art. 6 Abs. 3 und 4: Die Tarife in der Grundversorgung werden von der eidgenössischen Elektrizitätskommission nach dem «Markup-Costing»-Kalkulationsrahmen für jeweils ein Jahr festgelegt.

Art. 6 Abs. 2 und 4: Diese Vorgabe ist zu streichen, weil sie weder verhältnismässig ist, noch aus der Energiestrategie 2050 folgt. Sollte sie trotzdem Bestand haben, dann ist sie als eine Unterstützungsmassnahme für die Wasserkraft zu zählen. In diesem Fall sind alle anderen bestehenden Unterstützungsmassnahmen für die Wasserkraft ersatzlos zu streichen.

Der sgv hält fest, dass eine (weitere) Subventionierung der Wasserkraft oder Abschottung des Marktes mit dem Ziel, die Wasserkraft zu fördern, nicht notwendig ist. Die erläuternden Materialien führen auf Seite 15 aus: «Dieser Gesamtblick zeigt, dass sich die Schweizer Wasserkraft zwar in einer wirtschaftlich angespannten Situation befindet, aber weiterhin (reduzierte) Gewinne erzielen kann. Im Übrigen hat sich der Grosshandelspreis (in Schweizerfranken) seitdem historischen Tief im Jahr 2016 stark erholt (Anstieg um 38 Prozent im Jahresmittel von September 2017 bis August 2018 gegenüber 2016).» Und fährt ebendort fort: «Der Umfang von Investitionen in Wasserkraftwerke war in der Vergangenheit stets Schwankungen unterworfen und stand massgeblich im Zusammenhang mit den Marktpreisen sowie den Lebenszyklen des Kraftwerksparks (Erstinvestition, Erneuerung, Erweiterung). Wesentliche Erneuerungsinvestitionen tätigten die Unternehmen in den Jahren 2008 bis 2012, d.h. in Zeiten mit hohen Strompreisen. Seither sind die Investitionen gesunken und befinden sich heute wieder auf einem Niveau, welches den Jahren davor entspricht. Bisher erhärtete sich das Risiko dauerhafter Ausserbetriebnahmen von Wasserkraftwerken infolge geringer Erneuerungsinvestitionen nicht. Die derzeitige Zurückhaltung bei den Neubauprojekten ist zudem wirtschaftlich rational, da es im europäischen Markt weiterhin Kraftwerksüberkapazitäten gibt.»

Art. 5 Abs. 2 und Art. 6 Abs. 1: Grundversorger ist jeweils der Elektrizitätslieferant, der die meisten Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von weniger als 100 MWh pro Verbrauchsstätte in einem Netzgebiet beliefert. Damit wird dem Grundsatz der Entflechtung Rechnung getragen.

Art. 7: Dieser Artikel ist zu streichen, denn eine dritte Kategorie ist im Gesetzeskonzept nicht vorgesehen. Stattdessen werden die versorgten Haushalte und Unternehmen zurück in die Grundversorgung geführt. Sollte die Ersatzversorgung trotzdem bleiben, sollen sich ihre Tarife nach der Grundversorgung richten.

Art. 8a: *Streichen*. Die erläuternden Materialien können nicht darlegen, warum es diese Speicherreserve in einem «Energy-Only» Markt braucht. Unklar bleibt auch, ob im Fall einer Verknappung – die Unterlagen umschreiben sie nicht näher – es nicht günstiger wäre, sich im Intraday-Markt einzudecken, als die Speicherreserve zu führen. Sollte die Speicherreserve in der Vorlage bleiben, muss mit marktwirtschaftlichen Instrumenten und technologieneutral ausgestattet sein. Reservezuteilungen dürfen weder für länger als ein Jahr vorgenommen werden noch die sogenannten Opportunitätskosten der Reservehalter berücksichtigen.

Art. 12 Abs. 2: *Ergänzen*. «Der Bundesrat kann vorsehen, dass Anbieter von Elektrizität bestimmte Angaben zur Herkunft der Elektrizität auf Jahresbasis machen...» Die aufgeführte Information ist lediglich einmal jährlich zu veröffentlichen, andernfalls droht ein enormer bürokratischer Aufwand und eine (zusätzliche) Differenz zu den europäischen Märkten.

Art. 13a: *Lit. b, c, und d streichen*. Es ist sicherzustellen, dass die Verbraucherinnen und Verbraucher jederzeit wechseln können, d.h. auch mehrmals unterjährig. Alles andere ist eine unverhältnismässige Einschränkung des Marktes. Insbesondere widerspricht Lit. d die Wahlfreiheit, welche in Art. 6 (bzw. 7. des bestehenden Gesetzes) stipuliert wird. Die Wahlfreiheit soll unbeschränkt sein.

Art. 14: Der Netznutzungstarif hat sich allein nach dem Umfang, der Art und dem Zeitpunkt der Nutzung am (Haus)Anschlusspunkt zu richten.

Art. 15 Abs. 2 und Abs. 3bis Lit. d: *Streichen*. In einem «Energy-Only» Markt sollen nicht-Energie Elemente nicht Teil der Tarifierung sein.

Art. 17a ff und Art. 17bter: *Ersetzen dieses Konzeptes durch eine allgemeine Liberalisierung des Messwesens*. Gemäss dem Stromversorgungsgesetz sollte das Messwesen frei sein. Erst die Änderung vom 1.1.2018 hat diesen Markt abgeschottet. Das Ziel muss sein, ihn wieder zu liberalisieren. Dafür sind folgende Instrumente notwendig: Das Messwesen muss frei im Angebot und in der Nachfrage werden; die Verursacher der Daten sollten ein Eigentumsrecht an den Daten haben; die Daten sollen in einem Markt übereignungsfähig sein. Damit wird einerseits sichergestellt, dass Verbraucherinnen und Verbraucher einen Anreiz haben, Verbrauchsdaten (intelligent) zu messen und preiszugeben und andererseits ein Markt für Messsysteme, Messwesen, Aggregatoren und Auswerter von Daten gebildet wird. Dieser Markt schafft wiederum Anreize für Stromproduzenten und Netzbetreiber, Daten zu valorisieren und sie in ihre betriebswirtschaftliche Entscheidungsfindung zu berücksichtigen.

Art. 17bbis: *Ergänzen*. Der sgv befürwortet die Regelung; es fehlt jedoch eine eindeutige Eigentumszuweisung der Flexibilität. Diese ist notwendig, damit die Flexibilität selbst zu einem marktfähigen Gut werden kann. Bei marktlicher Ausgestaltung der Effizienz kann sie den allfälligen Bedarf nach Reserven wettmachen.

Art. 18ff: *Streichen; am geltenden Recht festhalten*. Die im Entwurf gemachten Vorschläge verschlechtern die Gouvernanz der nationalen Netzgesellschaft. Es ist weder zielführend noch mit den aktuellen Vorstellungen guter Unternehmensführung vereinbar, wenn die Mitwirkungspflicht (!) der Eigentümerinnen eingeschränkt wird oder strategische Gremien verpflichtend (!) mit Operativen vermischt werden. Die heutige Ausgestaltung der Gouvernanz ist ausreichend.

Art. 22a Titel und Abs. 1: Ändern. Bei der «Sunshine» Regulierung geht es um den Vergleich der Tarife der Verteilnetzbetreiber; das soll einerseits im Titel und in der ausdrücklichen Benennung, dass sämtliche Verteilnetzbetreiber zu ihr gehören, klargemacht werden.

Freundliche Grüsse

Schweizerischer Gewerbeverband sg



Hans-Ulrich Bigler
Direktor sg, Nationalrat



Henrique Schneider
stellvertretender Direktor



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

Per Mail: stromvg@bfe.admin.ch

Bern, 29. Januar 2019

Revision Stromversorgungsgesetz: volle Strommarktöffnung, Speicherreserve und Modernisierung der Netzregulierung Vernehmlassung

Sehr geehrte Frau Bundesrätin
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen bestens für die Gelegenheit, zur Revision des Stromversorgungsgesetzes (volle Strommarktöffnung, Speicherreserve und Modernisierung der Netzregulierung) Stellung nehmen zu können. Der Schweizerische Städteverband vertritt die Interessen der Städte und städtisch geprägten Gemeinden in der Schweiz, für die Energiepolitik ein wichtiges Handlungsfeld darstellt. Als Energiestädte oder als Eigentümer lokaler Energieversorger engagieren sich die meisten Verbandsmitglieder des Schweizerischen Städteverbandes seit Jahren für eine Energiepolitik, die auf Energieeffizienz und erneuerbare Energien ausgerichtet ist.

Allgemeine Einschätzung

Die Schweizer Energiepolitik befindet sich in einem tiefgreifenden und sich rasch vollziehenden Wandel. Zu den Treibern dieser Veränderungen gehören Entwicklungen auf den europäischen Strommärkten ebenso wie die Neuausrichtung der Schweizer Energiepolitik, der die Stimmbevölkerung im Mai 2017 mit deutlichem Mehr zugestimmt hatte. Es ist deshalb nachvollziehbar, dass das Stromversorgungsgesetz (StromVG) an die Rahmenbedingungen eines neuen Strommarktdesigns angepasst werden soll. Dabei sind nach unserer Auffassung folgende drei Ziele massgeblich:

1. Das neue Marktdesign muss eine hohe **Versorgungssicherheit** im Sinne der Systemstabilität sichern und dafür sorgen, dass langfristig zu allen Jahreszeiten genügend Kapazitäten und Energie vorhanden sind. Dies beinhaltet auch genügend Anreize für (Re)Investitionen in Erzeugungs- und Speicheranlagen in der Schweiz.
2. Das neue Marktdesign muss darauf abzielen, die **Markteffizienz** zu fördern, um eine hohe System- und Kosteneffizienz zu erreichen. Mit einer technologieutralen Regulierung soll sich die



effizienteste Lösung durchsetzen können – unter Einbezug der externen Kosten. Damit verbunden ist auch die Forderung nach einer Gesamtenergiebetrachtung, welche auf die Reduktion des Energieverbrauchs abzielt.

3. Das neue Marktdesign muss im Sinne der **Nachhaltigkeit** sicherstellen, dass die Ziele der Energiestrategie 2050 und der Klimapolitik erreicht werden. Die Transformation der Energieversorgung hin zu mehr erneuerbaren Energien und Energieeffizienz darf nicht behindert, sondern muss unterstützt werden. Auch müssen die gesetzlichen Rahmenbedingungen ausreichende Investitionsanreize für die Erzeugung von erneuerbaren Energien – namentlich für die lokal-dezentrale Produktion – schaffen.

Die nun vorgeschlagene StromVG-Revision enthält zwar einige vielversprechende Ansätze, vermag die oben skizzierten Ziele unseres Erachtens höchstens teilweise einzulösen. Erschwerend kommt hinzu, dass manche Fragestellungen erst auf Verordnungsstufe wirklich geklärt werden. Insgesamt bestehen grosse Befürchtungen, dass das mit dieser Gesetzesrevision angestrebte Marktdesign die Entwicklung der Schweizer Stromversorgung in Richtung erneuerbare Energien eher bremst als unterstützt. Dies widerspricht jedoch dem politischen Auftrag der Schweizer Stimmbevölkerung vom 21. Mai 2017. Gerade in den Städten und städtischen Gemeinden war die Zustimmung zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 besonders deutlich.

Beurteilung der einzelnen Aspekte der Vorlage

Im Folgenden äussern wir uns zu verschiedenen Elementen der vorgeschlagenen Gesetzesrevision, welche die Städte und städtischen Gemeinden besonders betreffen.

1. Vollständige Marktöffnung

Der Vorschlag, den Schweizer Strommarkt vollständig zu öffnen, hat durchaus einige Argumente für sich. So trifft es zu, dass der derzeit geteilte Markt für die Marktteilnehmer aufwändig und ineffizient ist und zu Abgrenzungsschwierigkeiten, Ungleichbehandlungen und gar zu «effets pervers», wie etwa Schwelleneffekten, führen kann. Auch ist es durchaus möglich, dass in einem vollständig geöffneten Markt neue, innovative Geschäftsmodelle entwickelt werden; allerdings tun dies viele Stadt- und Gemeindewerke bereits heute. Innovation hängt nicht alleine von einer vollständigen Marktöffnung ab. Mehr Wettbewerb unter den Energieunternehmen kann nicht nur zu neuen Tarifmodellen, sondern auch zu höherem Effizienzdruck und somit zur vermehrten Nutzung von Synergien unter den Energieversorgern führen. Aus diesen Gründen befürworten mehrere Verbandsmitglieder diesen Schritt.

Ebenfalls für eine vollständige Marktöffnung spricht, dass eine verlässliche Einbindung in die europäischen Strommärkte wesentlich zur Schweizer Versorgungssicherheit mit Elektrizität beiträgt. Voraussetzung dafür ist der Abschluss eines Stromabkommens zwischen der Schweiz und der EU. Aufgrund des unsicheren Fortgangs der Verhandlungen über die sogenannten institutionellen Fragen ist derzeit allerdings offen, wann das Stromabkommen abgeschlossen werden kann. Deshalb wurde in unserer verbandsinternen Konsultation wiederholt gefordert, die vollständige Marktöffnung an den Abschluss eines Stromabkommens, resp. den Zugang der Schweiz zum europäischen Binnenmarkt zu koppeln.



Bei zahlreichen Städten und städtischen Gemeinden bestehen allerdings erhebliche Bedenken, dass die vollständige Marktöffnung die Transformation in Richtung erneuerbare Energien und Energieeffizienz eher hindert als unterstützt. Die im erläuternden Bericht gemachten Aussagen, dass die Marktöffnung die Energiestrategie 2050 unterstütze, erscheinen etwas blauäugig, wenn nicht gar unwahrscheinlich. Dies gilt insbesondere für die nötigen Investitionen in die Produktion von erneuerbarem Strom im Inland, die sich im aktuellen Marktumfeld und gemäss langfristigen Prognosen kaum rechnen werden. Solange die externen Kosten, die bei der Stromproduktion aus nicht erneuerbaren Quellen entstehen, gewissermassen sozialisiert werden, kann man nicht von einem wettbewerbsorientierten Markt sprechen.

Vor diesem Hintergrund ist unverständlich, dass der Bundesrat nicht auch Alternativen zu einer vollständigen Strommarktöffnung geprüft hat. Braucht es diese zum jetzigen Zeitpunkt? Wäre eine Senkung der Marktzutrittsschwelle auf einen Jahresverbrauch von 50 MWh eine Alternative? Wir fordern vom Bundesrat, auch diese Option näher zu analysieren, bevor ein Entscheid über die vollständige Marktöffnung gefällt wird. Auch sind die Auswirkungen auf die Entwicklung der erneuerbaren Energien in der Schweiz klarer auszuweisen. Obwohl sich die Produktionskapazitäten und die Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Energien erfreulich entwickeln, wird es gerade in einem vollständig geöffneten Markt flankierende Massnahmen zugunsten der erneuerbaren Energien und zur Sicherstellung der Erfüllung der Energiestrategie 2050 brauchen.

Bei einer vollständigen Marktöffnung ist für Kundinnen und Kunden, die ihren Strom nicht im freien Markt beziehen wollen, eine Grundversorgung vorgesehen. Die dabei vorgesehene Preisregulierung wird verschiedentlich in Frage gestellt, dies weil die Endkunden ja die Möglichkeit haben, ein anderes Produkt zu wählen. Weiter erachten wir die Einschränkung, dass die Grundversorgung «überwiegend» erneuerbar sein soll, als ungenügend. Um die Transformation zu einer weitgehend erneuerbaren Stromversorgung voranzubringen, soll die Grundversorgung ausschliesslich erneuerbaren Strom enthalten. Den Stromversorgungsunternehmen, die im Ausland gewichtige Investitionen in Anlagen zur Erzeugung von erneuerbarem Strom getätigt haben, soll die Möglichkeit gegeben werden, den erneuerbaren Strom – unabhängig von dessen geografischer Herkunft – mittels Herkunftsnachweise zu einem bestimmten Anteil in der Grundversorgung anzubieten. Und schliesslich sollen Vorkehrungen getroffen werden, dass auch Endverbraucherinnen und Endverbraucher ausserhalb der Grundversorgung einen Beitrag zur Erreichung der Ziele der Energiestrategie 2050 leisten, bspw. mit einem Quotenmodell.

Nicht einsehbar ist ferner, dass es eine Rückkehrmöglichkeit in die Grundversorgung braucht. Dies umso mehr als der neue Art. 7 StromVG eine Absicherung vorsieht, wenn der Endverbraucher nicht rechtzeitig einen neuen Stromlieferanten gefunden hat. Zudem weisen wir darauf hin, dass bei den Ausführungsbestimmungen zu den Wechselprozessen darauf zu achten ist, dass diese gut vorbereitet ist und den Marktteilnehmern genügend Zeit für die Vorbereitung der Wechselprozesse lässt.

2. Speicherreserve

Grundsätzlich teilen wir die Auffassung des Bundesrates, dass die Versorgungssicherheit mittel- bis langfristig gesichert ist und dass man nicht von einem Rückbau von Kraftwerksleistungen ausgehen muss. Weil die Versorgungssicherheit aber in Extremsituationen vor allem im Winter nicht ohne Wei-



teres gegeben ist – vor allem wenn die Nachbarländer selber in Engpässe geraten sollten –, beurteilen wir den Vorschlag für eine Einführung einer Speicherreserve als zusätzliche Absicherung im Energy-Only-Market als sinnvolle Massnahme.

Die vorgeschlagene Ausgestaltung entspricht weitgehend den Kriterien, welche eine strategische Reserve u.E. erfüllen sollte:

- **Technologieneutrale Ausgestaltung:** Es sollen alle Speichertechnologien für die strategische Reserve berücksichtigt werden. Die Ausschreibung soll zudem in kleinen Paketen erfolgen, damit die Reserve dezentral angeboten werden kann. Dies trägt auch zur Versorgungssicherheit bei. Um Demand Side Management (DSM) zu unterstützen, sind Kriterien begrüssenswert, damit auch nachfrageseitige Angebote an der Ausschreibung teilnehmen können.
- **Festlegung der Parameter durch die Elcom, operative Umsetzung durch Swissgrid:** Die jährlich festgelegten Eckwerte sollen anhand der Marktbedingungen (Produktions- und Verbrauchserwartungen, Wetterprognosen, Importszenarien etc.) festgelegt werden. Bei systematischen Engpässen sind auch mehrjährige Reserven in Betracht zu ziehen. Entsprechend sollte auch mehrjährige Ausschreibungen im Gesetz vorgesehen werden.

Weder die Speicherreserve noch die Vorgabe für mehrheitlich resp. ausschliesslich erneuerbare Energie in der Grundversorgung bieten ausreichend Anreize für Investitionen in die Wasserkraft. Wahrscheinlich braucht es weitere Massnahmen, wie etwa Lenkungsabgaben auf nicht-erneuerbarem Strom, ein Quotenmodell oder wettbewerbliche Ausschreibungen.

3. Verursachergerechtere Netznutzungstarifizierung

Die Vorgaben zu einer stärkeren Verursachergerechtigkeit bei der Netztarifizierung gehen u.E. in die richtige Richtung. Insofern unterstützen wir die stärkere Betonung der Leistungskomponente bei den Tarifvorgaben. Allerdings dürfen damit die Anreize für einen sparsamen, rationellen Energieverbrauch, insbesondere von Kundinnen und Kunden mit dezentralen Produktionsanlagen, nicht vermindert werden.

4. Sunshine Regulierung

Die Einführung einer Anreizregulierung, die zeitweise im Zusammenhang mit einer StromVG-Revision diskutiert wurde, hätte für manche mittlere und kleinere Stromversorger einen erheblichen Mehraufwand bedeutet. Die nun vorgeschlagene «Sunshine»-Regulierung ist deshalb ein pragmatischer Ansatz, mit dem die Transparenz für die Endkunden erhöht und der regulatorische Aufwand in einem sinnvollen Rahmen behalten wird. Im Interesse einer schlanken Legiferierung empfehlen wir die Streichung der «angedrohten» Anreizregulierung.

5. Vorrang für erneuerbare Energien beibehalten

Mit dem Vorschlag, den bestehenden Art. 13 Abs. 3 StromVG zu streichen, soll namentlich der Vorrang von Strom aus erneuerbaren Energien bei der Zuteilung von Netzkapazitäten gestrichen werden. Vor dem Hintergrund, dass mit der Energiestrategie 2050 die schweizerische Energieversorgung stärker erneuerbar gestaltet werden soll, irritiert dieser Streichungsvorschlag. Selbst wenn man berücksichtigt, dass Privilegien für bestimmte Produktionstechnologien nicht einfach umsetzbar sind, ist der



Verzicht auf einen Vorrang von erneuerbaren Energien erst dann gerechtfertigt, wenn auch die Umweltkosten im Strompreis (namentlich aus nicht erneuerbaren Quellen) abgebildet sind. Zudem widerspricht sich der Bundesrat, wenn er im erläuternden Bericht schreibt, dass sich eine Privilegierung von bestimmten Produktionskapazitäten nur bei der Netzeinspeisung oder bei der Zuteilung grenzüberschreitenden Netzkapazitäten umsetzen lasse. Bei Art. 13 geht es ja genau um den Netzzugang, resp. die Netzeinspeisung. Selbst wenn die Regelung bisher noch nie zur Anwendung kam, sollte dafür gesorgt werden, dass bei allfälligen künftigen Kapazitätsengpässen erneuerbare Energien nicht benachteiligt werden.

6. Wahlfreiheiten im Messwesen

Die angestrebte Liberalisierung im Messwesen wird von unseren Mitgliedern grösstenteils abgelehnt. Die Gründe dafür sind vielfältig: Zunächst dürfte diese Teilliberalisierung erheblichen Mehraufwand verursachen, dem nur ein beschränkter Nutzen gegenübersteht. Weiter wird befürchtet, dass der durch die Energiestrategie 2050 geforderte flächendeckende Smartmeter-Rollout durch die vorgesehenen Wahlfreiheiten beeinträchtigt und ferner Prinzipien der Rechtssicherheit und des Investitionsschutzes in Frage gestellt werden. Die erforderlichen Prozesse und Abläufe sind teils mit erheblichen technischen Herausforderungen und entsprechenden Kosten verbunden, während nur ein kleiner Anteil von der Wahlfreiheit profitieren können. Die zusätzlichen Akteure, Schnittstellen und Beziehungen verkomplizieren das System weiter. Die internationalen Erfahrungen, etwa aus Deutschland, sind nicht überzeugend. Allerdings begrüssen vereinzelte Mitglieder des Städteverbandes die geplante Teilliberalisierung des Messwesens, da diese durchaus zu neuen Angeboten beim Messstellenbetrieb und den Messdienstleistungen führen kann.

7. Nutzung von Flexibilitäten

Die meisten Verbandsmitglieder teilen die Einschätzung, dass die Umsetzung der Energiestrategie 2050 mit einer stärker dezentral geprägten Stromproduktion verbunden ist und dass damit die Nutzung von Flexibilitäten im Verteilnetz eine höhere Bedeutung erhält. Es ist deshalb zu begrüßen, dass in Art. 17b^{bis} StromVG Prinzipien zur Nutzung von Flexibilitäten festgehalten werden. Die Flexibilitäten sollten grundsätzlich nicht durch ausufernde Regulierungen eingeschränkt werden. Wir gehen davon aus, dass mit dem Roll-out von intelligenten Messsystemen die Anwendungsmöglichkeiten von Flexibilitäten zunehmen werden. Allerdings dürften sich Kostenreduktionen in den Verteilnetzen aufgrund von Demand Side Management etc. nicht so rasch einstellen, wie dies im erläuternden Bericht erwartet wird.

8. Schweizerische Beherrschung von Swissgrid

Gemäss geltendem Recht ist Swissgrid eine privatrechtliche Aktiengesellschaft, die sicherstellen muss, dass ihr Kapital und die damit verbundenen Stimmrechte direkt oder indirekt mehrheitlich Kantonen und Gemeinden gehören (Art. 18 Abs. 3 StromVG). Um diese schweizerische Beherrschung sicherzustellen, sieht Abs. 4 zudem ein Vorkaufsrecht für Kantone, Gemeinden und schweizerisch beherrschte Elektrizitätsversorgungsunternehmen vor. Bei den Aktienübertragungen der letzten Jahre wurde dieses gesetzliche Vorkaufsrecht nicht beachtet; vielmehr wurde eine Statutenbestimmung angewendet, die über den Gesetzestext hinausgeht und den bereits bestehenden Aktionären sozusagen



ein Vor-Vorkaufsrecht einräumt. Dabei ist es unverständlich, dass der Bundesrat diese Statutenbestimmung genehmigte (vgl. Art. 19 Abs. 1 StromVG), sondern auch die Gesetzesverletzung stillschweigend tolerierte.

Der nun vorliegende Änderungsvorschlag klärt zwar die formalen Rahmenbedingungen des Vorkaufsrechts, führt aber auch zu einer Benachteiligung der Gemeinden, die weder sachlich noch prozedural zu rechtfertigen ist. Wir beantragen deshalb, dass Kantone und Gemeinden in der Rangfolge des neu definierten Vorkaufsrechts gleichbehandelt werden.

9. Speicher

Durch die Zunahme von einer dezentralen und unregelmässig anfallenden Stromeinspeisung nimmt die Bedeutung von saisonalen Speicher- und Verlagerungskonzepten zu. Um die Entwicklung derartiger Technologien nicht unnötig zu bremsen, sind die regulatorischen Rahmenbedingungen so auszugestalten, dass diese neuen Instrumente gegenüber bestehenden Speichern wie der Pumpspeicherung zumindest nicht benachteiligt werden. Dies gilt namentlich für Speicherkonzepte, die Energieträger übergreifend funktionieren und einen Beitrag zur Dekarbonisierung der Energieversorgung leisten (bspw. Power-to-Gas). Diese können zudem netzdienliche Funktionen übernehmen. Entsprechend schlagen wir Ihnen eine Anpassung von Art. 4 Abs. 1 Bst. b StromVG vor.

Anträge

Wir beantragen deshalb, folgende konkrete Anpassungen im Gesetzestext vorzunehmen:

► Art. 4 Abs. 1 Bst. b StromVG

b. Endverbraucher: Kunden, welche Elektrizität für den eigenen Verbrauch kaufen. Ausgenommen hiervon ist der Elektrizitätsbezug für den Eigenbedarf eines Kraftwerkes, der Bezug von Energie, wenn diese gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt wieder in ein öffentliches Netz eingespeist wird sowie für den Antrieb von Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken.

► Art. 6 Abs. 2 StromVG

² Die Netzbetreiber bieten in der Grundversorgung als Standard ein Elektrizitätsprodukt an, das auf der Nutzung einheimischer sowie ~~überwiegend oder~~ ausschliesslich erneuerbarer Energie beruht.

[...]

~~⁴ Bst. b den Mindestanteil der erneuerbaren Energie am Standardelektrizitätsprodukt.~~

► Art. 13 Abs. 3 StromVG

nicht streichen

► Art. 13a Abs. 1 StromVG

¹ Der Bundesrat erlässt die Ausführungsbestimmungen, die für den Austritt aus der Grundversorgung und für die Ersatzversorgung erforderlich sind. Er regelt insbesondere:

[...]

b. die Termine für die Austritte aus der Grundversorgung;



► **Art. 17a StromVG**

¹ Die Netzbetreiber sind in ihrem Netzgebiet für die betriebliche Messung, die Bezeichnung und Verwaltung der Messpunkte und die Verrechnungsmessung zuständig.

² ~~Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von mindestens 100 MWh pro Verbrauchsstätte [...]~~

³ ~~Der Bundesrat kann vorsehen, dass ein einmal erlangtes Wahlrecht unabhängig vom jährlichen Verbrauch [...]~~

~~a. zum Verfahren beim Wechsel des Messstellenbetreibers [...]~~

~~b. zur Art und Weise, [...]~~

~~c. zu den Aufgaben der Messstellenbetreiber und Messdienstleister.~~

► **Art. 18 Abs. 4 StromVG**

⁴ Werden Aktien der nationalen Netzgesellschaft veräussert, so haben an diesen Aktien in der folgenden Rangordnung ein Vorkaufsrecht:

a. die Kantone und Gemeinden;

b. die schweizerisch beherrschten Elektrizitätsversorgungsunternehmen mit Sitz in der Schweiz.

► **Art. 22a Abs. 3 StromVG**

³ Das BFE evaluiert die Vergleiche alle vier Jahre in einem Bericht. ~~Sind keine genügenden Effizienzsteigerungen im Netzbereich mit entsprechenden Auswirkungen auf die Netzkosten feststellbar, so unterbreitet der Bundesrat der Bundesversammlung einen Erlassentwurf für die Einführung einer Anreizregulierung.~~

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen.

Freundliche Grüsse

Schweizerischer Städteverband

Präsident

Kurt Fluri, Nationalrat
Stadtpräsident Solothurn

Stv. Direktor

Martin Tschirren

Kopie Schweizerischer Gemeindeverband

AEE SUISSE • Falkenplatz 11 • Postfach • 3001 Bern

Bundesamt für Energie
Sektion Marktregulierung
3003 Bern

Per Mail: stromVG@bfe.admin.ch

Bern, 28. Januar 2019

Revision Stromversorgungsgesetz (volle Strommarktöffnung, Speicherreserve und Modernisierung der Netzregulierung): Unsere Stellungnahme

Sehr geehrte Frau Bundesrätin
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit, uns zu der geplanten Revision des Stromversorgungsgesetzes zu äussern. Wir nehmen in unserer Beurteilung Bezug auf die vorangegangenen Diskussionen im Rahmen des verwaltungsinternen Erarbeitungsprozesses, an dem wir uns aktiv beteiligen durften. Zur heute vorliegenden Gesetzesvorlage nehmen wir gerne wie folgt Stellung:

Die AEE SUISSE setzt sich als Dachorganisation der Wirtschaft für erneuerbare Energien und Energieeffizienz mit mehr als 450 Mitgliedern, darunter mehr als 20 Branchenverbände mit 15'000 Mitgliedern und einer Bruttowertschöpfung von rund 35 Milliarden, für eine erneuerbare, effiziente und dezentrale Energieversorgung ein. Dabei orientieren wir uns prioritär an den Zielen der Energiestrategie 2050 und des Pariser Klimaabkommens. Jede neue Ordnung des Energie- und Strommarktes, die auch die vorliegende Revision des Stromversorgungsgesetzes zum Inhalt hat, hat sich an diesen beiden Eckpunkten der schweizerischen Energie- und Klimapolitik sowie an der Versorgungssicherheit zu orientieren. Dazu gehört das verbindliche Festsetzen klarer Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien, die Förderung der Energieeffizienz und die Reduktion der Treibhausgasemissionen. Damit müssen die verstärkenden Effekte einer Integration von Energie- und Klimapolitik gezielt genutzt werden. Förderliche Rahmenbedingungen, die die Internalisierung externer Kosten, effiziente Bewilligungsverfahren und gezielte Investitionsbeihilfen und Lenkungsmaßnahmen gleichermassen einschliessen, sind der Schlüssel zum Erfolg.

In diesem Zusammenhang verweisen wir auf unser im Dezember 2018 publiziertes **integrales Marktmodell**¹, das auf der Grundlage zweier Studie entwickelt wurde, die beim Zentrum für Energie und Umwelt der ZHAW in Auftrag gegeben wurden. Im Wesentlichen basiert das neue Marktmodell auf vier zentralen Säulen:

- *Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien gemäss den Richtwerten der Energiestrategie 2050 – gesteuert durch preisgetriebene Interventionsinstrumente, die für die Investoren ein geringeres Risiko aufweisen und daher kostengünstiger sind als mengengetriebene Instrumente wie beispielsweise Quoten*
- *Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit mit bestehenden und neuen Massnahmen, der Integration in den europäischen Strommarkt und mit dem Zubau einheimischer, erneuerbarer Energien*
- *Reduktion der CO₂-Emissionen durch fortgesetztes Engagement im Gebäudesektor und verstärkte Reduktion im Verkehrssektor durch eine fahrleistungsabhängige Personenwagenabgabe*
- *Nutzung begünstigender und Minderung hemmender Wechselwirkungen zwischen Energie- und Klimazielen.*

Die Revision des StromVG muss auf diesem Hintergrund zwingend auch ein Instrument umfassen, das langfristige Investitionsanreize in neue inländische, erneuerbare Stromproduktion schafft. Diese lassen sich unterschiedlich ausgestalten: als Einspeiseprämie mit Direktvermarktung, welche die Differenz zwischen dem Marktpreis und den Gestehungskosten ausgleicht, als investitionsbezogene Einmalvergütung oder im Rahmen von Ausschreibungen (Auktionen).

Die Positionen zur Energiespeicherung, Netztarifizierung und Nutzung von Flexibilitäten sind mit dem Forum Energiespeicher Schweiz, dem von der AEE SUISSE organisierten Think Tank der Energiewirtschaft und -wissenschaft, abgestimmt.

¹ <https://aeesuisse.ch/themen/integrales-marktmodell>

Zur Gesetzesvorlage im Einzelnen:

Vollständige Marktöffnung

Die AEE SUISSE unterstützt im Grundsatz die Einführung eines wettbewerblichen Strommarktes. Die Wahlfreiheit der Konsumentinnen und Konsumenten fördert die Innovationsleistung dank einem echten Wettbewerb zwischen den Energieunternehmen. Sie steigert die Effizienz und lässt neue Vergütungsmodelle entstehen. Darüber hinaus ist der wettbewerbliche Strommarkt Grundvoraussetzung für einen gesicherten Zugang der Schweiz zum EU-Binnenmarkt. Davon kann insbesondere auch die Schweizer Wasserkraft profitieren.

Im Kontext der vollständigen Marktöffnung erachten wir die Trennung von Netzbetreiber und Energieversorger als zielführend. Den Vorschlag, die Pflicht zur Erbringung der Grundversorgung beim Netzbetreiber zu belassen, beurteilen wir als systemwidrig und ineffizient. Der Netzbetreiber sollte in Zukunft nicht mehr für die Grundversorgung zuständig sein, sondern der Energieversorger, da sonst die Umsetzung von Entflechtungsvorschriften erschwert und das Angebot innovativer Produkte wie z.B. die Bündelung von Energieprodukten und Dienstleistungen behindert wird.

Eine vollständige Strommarktöffnung ist aber ohne flankierende Massnahmen nicht mehrheitsfähig und auch nicht kompatibel mit den Zielen der Energiestrategie 2050, die einen Ausbau der erneuerbaren Energien und eine Steigerung der Energieeffizienz vorsieht. Insbesondere fehlt es an der Festlegung eines verbindlichen Ausbaupfades für Strom aus erneuerbaren Energien.

Bekanntlich laufen erste Elemente des 1. Massnahmenpaketes zur Umsetzung der Energiestrategie 2050 Ende 2022 aus. Die vorgeschlagene Gesetzesrevision bleibt in diesem Bereich eine Antwort schuldig, wie, wie es die Umsetzung der Energiestrategie über 2022 hinaus sicherstellen will. Ohne eine Weiterentwicklung effizienter preisgetriebener Förderinstrumente werden die energiepolitischen Ziele nicht umzusetzen sein.

Art. 6 Grundversorgung

Zwar sieht Art. 6 Abs. 5^{bis} zur Grundversorgung ein Elektrizitätsprodukt vor, das aus ausschliesslich einheimischer und überwiegend erneuerbarer Energie besteht. Endverbraucher werden mit diesem Produkt versorgt, sofern sie sich nicht für ein anderes entscheiden. Der Bundesrat legt den Mindestanteil an erneuerbarer Energie fest. Aus Sicht der AEE SUISSE ist diese Absicherung ungenügend. Der Mindestanteil an erneuerbarer Energie muss verbindlich auf 100 % festgelegt werden, umso mehr als der Anteil erneuerbarer Energien nur in der Grundversorgung geregelt sein soll. Die Energiestrategie 2050 liefert hierzu die politische Legitimation. Nur über eine 100%-Regel lässt sich die Auslastung der einheimischen Wasserkraft und deren Wirtschaftlichkeit steigern und ein weiterer Ausbau der erneuerbaren Energien sicherstellen.

Antrag AEE SUISSE

Art. 6

(...)

² ~~Die Netzbetreiber~~ Energieversorger bieten in der Grundversorgung als Standard ein Elektrizitätsprodukt an, das auf der Nutzung einheimischer ~~sowie überwiegend oder ausschliesslich~~ erneuerbarer Energie beruht. **Der Nachweis der Qualität beruht auf einer Jahresbetrachtung.**

³ Die Elektrizitätstarife der Grundversorgung müssen für ein Jahr fest und für Endverbraucher mit gleichartiger ~~Bezugscharakteristik Verbrauchscharakteristik~~ einheitlich sein. ~~Sie gelten als angemessen, wenn sie sich im Rahmen der Marktpreise vergleichbarer Elektrizitätsprodukte des betreffenden Jahres (Vergleichsmarktpreise) bewegen.~~

⁴ streichen

Art. 8a Speicherreserve für kritische Versorgungssituationen

Die AEE SUISSE traut grundsätzlich den Marktteilnehmern zu, dass sie selber für Reserven besorgt sind gemäss ihren eingegangenen Lieferverpflichtungen. Die aktuelle Gesetzgebung liefert eigentlich eine genügend verbindliche Grundlage für Interventionen der Akteure Elcom und Swissgrid.

Die AEE SUISSE versteht dennoch den Ruf nach der Schaffung einer Speicherreserve zur zusätzlichen Absicherung der Schweizer Versorgungssicherheit im Energy-Only-Markt bei unvorhersehbaren ausserordentlichen Ereignissen (wie extremen und andauernden Wetterlagen). Diese aktive Reserve soll technologieneutral ausgestaltet sein und lediglich als Ergänzung zum Energy-Only-Markt im Sinne einer Versicherung zum Einsatz kommen. Die Speicherreserve dient deshalb dazu, Energie ausserhalb des Marktes für ausserordentliche und für Marktakteure nicht absehbare kritische Knappheitssituationen zurückzuhalten.

Die AEE SUISSE ist aber auch der Meinung, dass zu vieles zu eng im Gesetz geregelt werden soll. So ist etwa die jährliche Ausschreibung nicht im Gesetz festzuhalten. Bei systematischen Engpässen sollen auch Ausschreibungen mit mehrjähriger Vorlaufzeit möglich sein. Auch sind wir der Ansicht, dass die Formulierung «Speicherkraftwerke» zu eng gefasst ist. Heute bietet der Markt wesentlich mehr Vielfalt. Entsprechend sollen alle Technologien und alle Lösungen, die dem Zweck dienen in Betracht kommen, die die entsprechenden Anforderungen erfüllen, so etwa auch Demand Side Response oder WKK- bzw. BHKW-Anlagen. Auch müssen sektorübergreifende Lösungen, die im Sinne eines effizienten Gesamtsystems sind, berücksichtigt werden. So kann eine temporäre Substitution von Strom durch (erneuerbares Gas (Power-to-gas) durchaus sinnvoll sein. Um dies deutlich zu machen, empfehlen wir, statt des Begriffs «Speicherreserve» den Terminus «Energiereserve» zu verwenden.

Wenn Ausschreibungen zur Speicherreserve dennoch im Gesetz geregelt werden sollten, sollten die Ausschreibungen in möglichst kleinen Tranchen erfolgen. Zudem sollten auch Pooling-Lösungen zugelassen werden. Auf Preisobergrenzen für Vorhalteentgelte muss verzichtet werden.

Die Speicherreserve bzw. Energiereserve darf kein Instrument zur Preisregulierung werden. Allfällige Wettbewerbsabsprachen sind durch kartellrechtliche Instrumente zu bekämpfen.

Die Frage, wer im Falle eines Abrufes der Energiereserve die Kosten tragen soll, ist noch vertiefter abzuklären.

Antrag AEE SUISSE

- *Schlankere Formulierung von **Artikel 8a**, welche mehrjährige Ausschreibungen zulässt und bezüglich verschiedener Technologien (Demand Side Response, WKK, BHKW, sektorübergreifende Lösungen etc.) offen ist.*
- *Es sollte entsprechend der Begriff «Energiereserve» statt «Speicherreserve» verwendet werden. Auf eine Einschränkung des Leistungserbringers auf «Speicherkraftwerke» ist zu verzichten.*
- *Verzicht auf Preisobergrenzen für Vorhalteentgelte.*

Art. 14 Netznutzungsentgelt und Netznutzungstarif

Das vorgeschlagene Netznutzungsentgelt erachtet die AEE SUISSE als ungenügend und nicht den Realitäten einer zunehmend dezentralen Energieversorgung entsprechend, wie sie mit der Energiestrategie 2050 angestrebt wird.

Das Netzentgelt macht beim Endkunden ca. 50 % der verrechneten Stromkosten aus und ist heute für die privaten, unabhängigen Betreiber von erneuerbaren Energieanlagen zusätzlich wichtig geworden. Nach dem Auslaufen der Förderung erneuerbarer Energien im Jahr 2022 wird der Energieteil erneuerbarer Energien ungenügend vergütet werden. Die im vorgelegten Entwurf zum StromVG praktizierte Regelung für die Berechnung des Netzentgeltes geht immer noch davon aus, dass der Strom, wie heute mehrheitlich noch üblich, über ein Grosskraftwerk zuerst in die Netzebene 1 eingespiessen wird und dann den normalen Weg über die sieben Netzebenen bis zum Endverbraucher durchläuft. Mit einer zunehmend dezentralen Produktion wird dieses konventionelle Muster abgelöst und die Einspeisung erfolgt direkt auf Netzebene 7. Das kann in seltenen Fällen zu einer punktuell höheren Netzbelastung führen, wird in der Regel aber praktisch immer zu einer Entlastung führen. Die Netznutzungstarifizierung sollte sich stärker an der neuen Energiewelt orientieren, wie sie mit der Energiestrategie 2050 angestrebt wird. Eine starre Tarifizierung – unabhängig ob leistungs- oder energiebezogen – widerspiegelt nicht den Wert einer zusätzlichen Be- oder Entlastung und stellt damit keinen marktorientierten Anreiz zu netzdienlichem Verhalten dar.² Eine zukunftsfähige Netznutzungsvergütung muss zwingend bestehende oder drohende Netzengpässe abbilden, was bereits heute technisch umsetzbar ist. Bis dahin wirkt eine Verstärkung der leistungsbezogenen Netznutzung für den Ausbau verteilter NEE bremsend und damit den Zielen der ES2050 widersprechend.

Die Netznutzungstarifizierung sollte sich stärker an der neuen Energiewelt orientieren, wie sie mit

der Energiestrategie 2050 angestrebt wird.

Antrag AEE SUISSE
Art. 14

¹ Das Entgelt für die Netznutzung darf die anrechenbaren Kosten sowie die Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen nicht übersteigen.

² ~~Netznutzungsentgelt ist von den Endverbrauchern je Ausspeisepunkt zu entrichten~~ wird auf Basis von Netznutzungstarifen erhoben und ist von den Endverbrauchern je Ausspeisepunkt zu entrichten.

^{2bis} Der Netzbetreiber kann seine Endverbraucher pro Spannungsebene in Kundengruppen unterteilen. Dabei muss sich die Zuteilung eines Endverbrauchers zu einer Kundengruppe an seinem Verhalten am Ausspeisepunkt orientieren

³ Für die Festlegung der Netznutzungstarife gilt:

a. Sie müssen einfache Strukturen aufweisen und die von den Endverbrauchern verursachten Kosten widerspiegeln.

b. Sie müssen ~~unabhängig von der Distanz zwischen Ein- und Ausspeisepunkt~~ sein und die Kostenwahrheit über die effektiv genutzten Netzebenen abbilden und sich am tatsächlichen Stromfluss orientieren.

c. Sie müssen sich am Bezugsprofil orientieren und im Netz eines Netzbetreibers pro Spannungsebene und Kundengruppe einheitlich sein.

d. Sie müssen den Zielen einer effizienten Netzinfrastruktur und Elektrizitätsverwendung Rechnung tragen und Anreize für einen stabilen und sicheren Netzbetrieb setzen.

2a. Abschnitt: Messwesen

Die AEE SUISSE lehnt die vorgeschlagene Teilliberalisierung des Messwesens ab. Zum einen wird mit der Teilliberalisierung von lediglich 55'000 von ca. 4 Mio. Messpunkten kein funktionsfähiger wettbewerblicher Markt entstehen. Zum anderen werden lediglich Aufgaben des Netzbetreibers (Messstellenbetrieb und Messdienstleistungen) an einen Dritten übergeben. Damit wird ein Teilelement aus der Mess- und Abrechnungsprozesskette der Verteilnetzbetreiber bei wenigen Kunden herausgeschnitten. Gleichzeitig werden die Daten zur Abwicklung der Branchenprozesse und Abrechnungen neu durch den Dritten wiederum an den Verteilnetzbetreiber weitergegeben. Die Umsetzung des Teilelements durch Dritte und die neu entstehenden Schnittstellen müssen separat reguliert werden, was zusätzlichen Aufwand generiert. Gleichzeitig resultiert kein Zusatznutzen für die Netzanschlussnehmer. Hingegen können sowohl Nutzen für die Netzanschlussnehmer als auch eine Reduktion der Kosten des Gesamtsystems mit einer Liberalisierung der Messdaten – anstelle der Teilliberalisierung der Messgeräte und -dienste – generiert werden.

Die AEE SUISSE fordert einen Paradigmenwechsel, der es erlaubt, mit dezentralen (privaten) Messinfrastrukturen erhobene Daten – wie sie insbesondere durch Smart-Home-Anwendungen generiert werden - für Markt- und Abrechnungszwecke einzusetzen. Damit wird die Installation

eines Verteilnetzbetreiberzählers in diesen Fällen obsolet und eine Ablösung von den zentralen Strukturen hin zu dezentralen Strukturen und einer kundenzentrischen Sichtweise befördert. Mit dieser vorgeschlagenen *Liberalisierung der Messdaten* wird die Zuständigkeit für die Messung der Netzbetreiber um die Möglichkeit ergänzt, dass die Verteilnetzbetreiber die Daten von intelligenten Messsystemen von Privaten beziehen. Bereits heute setzen Anwender von Smart-Home-Applikationen eigene smarte Messinfrastrukturen ein, deren Daten auch vom Netzbetreiber genutzt werden könnten. Die AEE SUISSE setzt sich dafür ein, dass Anschlussnehmer ihre privat erhobenen Daten zu Abrechnungszwecken auch dem Netzbetreiber zur Verfügung stellen können. In einem solchen Modell verantwortet der Verteilnetzbetreiber wie bisher die Plausibilisierung der Daten sowie die Abwicklung des standardisierten Datenaustauschs. Verbraucher mit einer eigenen smarten Messinfrastruktur sollten daher vom Smart-Meter-Rollout ausgeklammert werden. Durch die kombinierte Nutzung bestehender Infrastrukturen und der Möglichkeiten der Digitalisierung lassen sich die Kosten des Gesamtsystems wesentlich reduzieren. Damit wird der Verteilnetzbetreiberzähler – anders als bei der (Teil-)Liberalisierung des Messwesens - nicht durch den Zähler eines Dritten ersetzt, sondern er wird obsolet. Die ineffiziente doppelte Datenerhebung durch (a) den Verteilnetzbetreiber für Abrechnung und Datenlieferung an den Privaten und (b) durch den Privaten zu seiner individuellen Steuerung ist durchbrochen.

2b. Abschnitt: Steuer- und Regelsysteme sowie Flexibilität

Art. 17b^{bis} Nutzung von Flexibilitäten

Die AEE SUISSE begrüsst die angedachte Regulierung zur Nutzung von Flexibilitäten. Dass die Rechte den jeweiligen Erzeugern, Speicherbetreibern oder Endverbrauchern zustehen, insbesondere wenn diese über intelligente Steuer- und Regelsysteme erfolgt, ist zielführend.

Die künftige Regulierung von Flexibilität, die in einem dezentralen, erneuerbaren Energiesystem zunehmend an Wichtigkeit gewinnt, muss bezüglich verschiedener Optionen und Technologien möglichst neutral und im Hinblick auf den Nutzen einer Sektorkopplung ausgestaltet werden. Dabei gilt es drei übergeordnete Ziele zu beachten: Dekarbonisierung, Wirtschaftlichkeit, Gesamtsystemeffizienz.

Um diese Ziele zu erreichen, sind mit dem StromVG zwei Prinzipien zu verfolgen:

- *Flexibilität muss (zeitlich und räumlich differenziert) einen Wert erhalten, damit sich die Marktkräfte entfalten können.*
- *Netznutzungsentgelte müssen möglichst verursachergerecht ausgestaltet werden.*

Aus heutiger Sicht gibt es vor allem zwei Ansätze, die dies in naher Zukunft gewährleisten können:

- dynamische und leistungsabhängige Netzentgelte sowie
- lokale Flexibilitätsmärkte mit Engpassvorhersage auf Verteilnetzebene

Falls die Marktkräfte allein nicht zu den nötigen ökologisch und volkswirtschaftlich sinnvollen Investitionen führen, sollen zudem netzseitige Speicher künftig ausgeschrieben werden können. Die dadurch entstehenden Kosten sollen – sofern sie die Kriterien der Gesamtsystemeffizienz erfüllen – via Netzkosten auf die Endverbraucher abgewälzt werden können.

In diesem Zusammenhang begrüssen wir die Formulierung des Art. 15 Abs. 12 Bst. d, da damit «die Kosten für die Nutzung von Flexibilität» zu den Betriebskosten gezählt werden, wie es die AEE SUISSE und das Forum Energiespeicher Schweiz im Rahmen der Vernehmlassung zur Revision des StromVV beantragt hatten.

Damit Speicher gegenüber anderen Flexibilitätsoptionen (und Pumpspeicherwerken) nicht benachteiligt werden, sollen Speicher nur für den Nettobezug von Strom aus dem Netz ein Netzentgelt entrichten müssen. Anderenfalls würden andere Energiespeicher doppelt belastet und könnten sich nicht oder nur schwer am Markt durchsetzen, was der Umsetzung der Energiestrategie 2050 nicht zuträglich wäre.

Vor diesem Hintergrund ist die Formulierung des Art. 17b^{bis} Abs. 2 und 4 trotz der Berücksichtigung von Endverbrauchern und Speicherbetreibern als Flexibilitätseinhaber zu einseitig auf die Interessen und das Ermessen der VNB ausgerichtet.

AEE schlägt neue Formulierung vor; (alter Text aufnehmen und kennzeichnen)

Antrag AEE SUISSE
Art. 17b^{bis}

¹ (...)

² ~~Den Verteilnetzbetreibern steht~~ sind im Rahmen ihres Netzbetriebs und innerhalb ihres Netzgebiets ~~die zur netzdienlichen Nutzung von Flexibilität verpflichtet offen. Im Hinblick auf entsprechende Verträge bieten sie den Flexibilitätseinhabern für die erzeugungs- und für die verbrauchsseitige Flexibilität je einheitliche Vertragsbedingungen an. Dazu bieten sie den Flexibilitätseinhabern für die erzeugungs- und für die verbrauchsseitige Flexibilität je einheitliche Vertragsbedingungen an, die den Wert der Flexibilität zeitlich und räumlich, jedoch nicht nach Verfahren oder Technologie differenziert abgelden. Für Flexibilität mit grosser Netzdienlichkeit können sie individualisierte Verträge anbieten.~~

³ (...)

⁴ Sie können in ihrem Netzgebiet auch ohne Zustimmung des Flexibilitätseinhabers im jeweiligen Fall oder zum Einsatz eines intelligenten Steuer- und Regelsystems (Art. 17b Abs. 3) und auch wenn Nutzungsrechte Dritter entgegenstehen, Flexibilität gegen angemessene Vergütung wie folgt netzdienlich nutzen (garantierte Nutzungen):

- a. zur Abregelung oder zu einer anderen Steuerung eines bestimmten Anteils der Einspeisung, **wobei Abregelung nur dann zulässig ist, wenn keine andere Flexibilitätsoption im Sinne der Gesamtsystemeffizienz nützlicher ist;**
- b. zur Überbrückung, wenn andere, bereits eingeleitete netzseitige Massnahmen noch nicht greifen;
- c. bei einer unmittelbaren erheblichen Gefährdung des sicheren Netzbetriebs; diese Nutzung muss nicht vergütet werden, ausser wenn die Abwendung der Gefährdung zumutbar gewesen wäre.

Abs. 5 formuliert zwar einen Schutz der Flexibilitätseinhaber bzw. den impliziten Wert der gesamtsystemdienlichen Flexibilität, dieser ist jedoch noch zu vage und muss spätestens in den entsprechenden Verordnungen konkretisiert werden. Dies ist jedoch in der vorgängigen Vernehmlassungsvorlage zur Revision des StromVV noch nicht der Fall.

Und schliesslich ist auch bei diesem Kapitel zu prüfen, inwieweit die jetzt präsentierte Regulierung vereinfacht werden kann. Eine Verschlankung der Vorlage auf Gesetzesstufe scheint angebracht zu sein, will man den Handlungsspielraum und damit die Innovationsfähigkeit offen halten.

Art. 20 Verbesserungen bei den Systemdienstleistungen

Die AEE SUISSE begrüsst den Zusatz zur prioritären Berücksichtigung von Angeboten mit effizienter Energienutzung bei der Beschaffung von Systemdienstleistungen. Dieser schützt den Regelenenergiemarkt vor Konzepten bzw. Technologien, die negative Regelenenergie vernichten. So werden für langfristig und nachhaltig orientierte Energieumwandlungs- und Energiespeicherprojekte die notwendigen Anreize geschaffen.

Der Vorschlag, wie er jetzt formuliert ist, ist aus unserer Sicht aber unvollständig und berücksichtigt nicht, dass auch Fehlentwicklungen auf der Stromerzeugerseite (angebotsseitig) adressiert werden müssen. So wird ein ähnlich verschwenderischer Umgang mit Energie zwecks Erbringung von Regelleistung auch in einigen Laufwasserkraftwerken praktiziert: Bei einem Abruf von negativer Regelleistung wird das Wasser an der Turbine vorbeigeführt, die potenzielle Energie des Wassers geht unwiderruflich verloren. Solche Konzepte sind vom vorgeschlagenen Zusatz nicht betroffen, da sie angebotsseitig (Stromproduktion) und nicht verbrauchsseitig sind. Im Sinne eines vollständigen Schutzes des Regelenenergiemarktes vor Energieverlustkonzepten fordert die AEE SUISSE die vorrangige Beschaffung von Energienutzungskonzepten nicht auf die Verbrauchsseite zu beschränken, sondern auf die Angebotsseite auszuweiten.

Antrag AEE SUISSE

Art. 20 Auftrag der nationalen Netzgesellschaft

² Insbesondere hat sie folgende Aufgaben:

b. Sie ist für das Bilanzmanagement verantwortlich und stellt die weiteren Systemdienstleistungen einschliesslich Bereitstellung von Regelenenergie sicher. Sofern sie die Systemdienstleistungen nicht selber erbringt, beschafft sie diese nach marktorientierten, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren. ~~Verbrauchsseitig~~
Sie berücksichtigt dabei vorab Angebote mit effizienter Energienutzung.

Art. 20 Abs 3 Abbau bestehender Ungleichbehandlungen im Inland

Die AEE SUISSE ist gegen die ersatzlose Streichung von Art. 20 Abs. 3, der die Swissgrid dazu verpflichtet, für den Abruf von Regelenenergie vorrangig Elektrizität aus erneuerbarer Energie einzusetzen, insbesondere aus Wasserkraft. Dies deshalb, weil der Verzicht auf den Abbau von Ungleichbehandlungen im Widerspruch steht zu den Zielen der Energiestrategie 2050.

Art. 22a Veröffentlichung von Qualitäts- und Effizienzvergleichen (Sunshine-Regulierung)

Wir begrüssen grundsätzlich jede Form zusätzlicher Transparenz, weil sie einen gesunden Wettbewerb unter den Verteilnetzbetreibern fördert. Auch ist das Setzen von Effizienzanreizen

zielführend. Allerdings ist bereits im Gesetz festzuhalten, dass die Vergleiche nur zwischen tatsächlich vergleichbaren Verteilnetzbetreibern durchgeführt und veröffentlicht werden dürfen. Die Vergleichsgruppe muss ausreichend homogen sein, ein Vergleich von Grossstädten mit kleineren Städten zum Beispiel ist wenig sinnvoll.

Verlässlicher Ausbaupfad für inländische, erneuerbare Erzeugungs- und Speicheranlagen

Stromproduktion

Im 2017 hat die Schweiz mit der Energiestrategie 2050 und der Ratifizierung des Pariser Klimaabkommens zwei zentrale und die Schweizer Energie und Klimapolitik prägende Entscheide gefällt. Jede nachgelagerte Legiferierung im Energie- und Klimabereich hat sich konsequent und kompromisslos an diesen beiden Grundsatzentscheiden zu orientieren. Die Ziele sind klar: ein starker Ausbau der erneuerbaren inländischen Energien, eine Steigerung der Energieeffizienz sowie eine massive Reduktion der Treibhausgase. Damit diese Ziele erreicht werden können, muss auf das 1. Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050, deren erste Elemente 2022 auslaufen werden, ein weiteres Paket folgen. Ohne zusätzliche Investitionsanreize ist die Energiestrategie nicht zu realisieren.

Die AEE SUISSE hat Ende letzten Jahres Eckpunkte für ein integrales Marktmodell vorgelegt. Dabei stützt sie sich auf zwei ausführliche ökonomische Studien der ZHAW, die nicht nur die Ist-Situation detailliert analysieren und beschreiben, sondern passende Interventionsinstrumente für die Zeit nach 2022 darlegen.³

Die anvisierten Ausbauziele bei den erneuerbaren Energien lassen sich über *preisgetriebene oder mengengetriebene Interventionen* stimulieren. Letztere sind in der Schweizer Energiediskussion beispielsweise als Quotenmodell bekannt. Die Internationale Energieagentur IEA beurteilt die preisbasierten Konzepte als insgesamt kostengünstiger als Quotenmodelle. Preisgetriebene Interventionen orientieren sich an Preissignalen des Marktes. Die Preise müssen so festgesetzt werden, dass für die verschiedenen Marktakteure genügend Investitionsanreize ausgelöst werden. Bezogen auf einen verbindlichen Ausbaupfad steht die Höhe der Preisfestsetzung immer in Abhängigkeit zu den gesetzten Ausbauzielen. Um die Ziele zu erreichen, sind gegebenenfalls Preisstützungsmassnahmen nötig. Diese lassen sich unterschiedlich ausgestalten: als Einspeiseprämie mit Direktvermarktung, welche die Differenz zwischen dem Marktpreis und den Gestehungskosten ausgleicht, als investitionsbezogene Einmalvergütung oder im Rahmen von Ausschreibungen (Auktionen).

Als zusätzliches Instrument kann die Lenkungsabgabe genannt werden, deren Wirkung stark von der Höhe der Lenkungsabgabe abhängt. Das Parlament hat aber bereits 2017 entschieden, nicht auf ein Modell mit Lenkungsabgaben einzusteigen, und eine entsprechende Diskussion um die Einführung der KELS abgelehnt.

Damit steht fest, dass es irgendeine Form von Investitionsanreizen braucht, damit die Ziele der Energiestrategie 2050 und der Klimapolitik erreicht werden. Mit der entsprechenden Ausgestaltung eines 2. Massnahmenpaketes würde auch der Auftrag des Parlaments erfüllt, den die beiden Räte dem Bundesrat mit der Annahme der Motion 18.3000 («Investitionsanreize für den langfristigen Erhalt der Schweizer Stromproduktionsanlagen») gegeben haben.

³ <https://aeesuisse.ch/themen/integrales-marktmodell>

Antrag AEE SUISSE

Die Revision des StromVG muss auch ein Instrument umfassen, das langfristige Investitionsanreize in inländische, erneuerbare Stromproduktion schafft. Diese lassen sich unterschiedlich ausgestalten: als Einspeiseprämie mit Direktvermarktung, welche die Differenz zwischen dem Marktpreis und den Gestehungskosten ausgleicht, als investitionsbezogene Einmalvergütung oder im Rahmen von Ausschreibungen (Auktionen).

Speicher

Ebenfalls eine Lösung braucht es im Bereich der (saisonalen) Speicher.

Die Stromversorgung wird in Zukunft zunehmend von Flexibilität in der Erzeugung und der Stromnachfrage und von unterschiedlichsten Optionen zur Energiespeicherung abhängig sein. Insbesondere werden durch Überschussproduktion aus Photovoltaik und Laufwasserkraft im Sommer und entsprechende Unterproduktion im Winter (auch weil der Ausbau bei der Windenergie als Winterstütze aufgrund der schwerfälligen Bewilligungspraxis und fehlender verlässlicher Investitionsanreize über 2022 hinaus nur schleppend vorankommt) saisonale Speicher- oder Verlagerungskonzepte an Bedeutung gewinnen.

Damit sich die richtigen Konzepte am richtigen Ort durchsetzen können, ist eine netz- und gesamtsystemdienliche Technologieoffenheit von grosser Bedeutung. Diese ist nach wie vor nicht vollständig gewährleistet. Gemäss vorliegendem Entwurf sollen Pumpspeicherkraftwerke für den Strom zum Antrieb der Pumpen von den Netzentgelten befreit bleiben (Art. 4 Abs. 1 Bst. b StromVG). Andere Speicherverfahren schulden jedoch das Netzentgelt, was eine erhebliche wirtschaftliche Benachteiligung nach sich zieht. Es wäre überdies auch ein Rückschritt gegenüber der heute geltenden, subsidiären Regulierung im VSE-Handbuch Speicher.

Die AEE SUISSE vertritt die Ansicht, dass alle Speicherkonzepte für das Erbringen von Leistungen, die der Versorgungssicherheit dienen, gleich zu behandeln sind. Dies gilt insbesondere für sektorübergreifende Speicherlösungen, die einen Beitrag an die Dekarbonisierung der gesamten Energieversorgung liefern und gleichzeitig netzdienliche Funktionen übernehmen können. Konkret gilt das etwa für Power-to-Gas-Anlagen.

Antrag AEE SUISSE

Neue Speicherkonzepte, die der Versorgungssicherheit und der Dekarbonisierung der gesamten Energieversorgung dienen, sind gleich zu behandeln wie Pumpspeicherkraftwerke.

Art. 4 Abs. 1 Bst. b

b. Endverbraucher: Kunden, welche Elektrizität für den eigenen Verbrauch kaufen. Ausgenommen hiervon sind der Elektrizitätsbezug für den Eigenbedarf eines Kraftwerks sowie der Bezug von Energie, wenn diese gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt wieder in ein öffentliches Netz eingespeist wird.

Die AEE SUISSE verzichtet auf die Kommentierung der folgenden Kapitel:

- 1.3.9 Massnahmen zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs
- 1.3.10 Sicherstellung der schweizerischen Beherrschung bei der Swissgrid
- 1.3.11 ElCom
- 1.3.13 Datenweitergabe
- 1.3.14 Datensicherheit im Smart-Grid
- 1.3.15 Wassertausch mit Bahnunternehmen

Im Übrigen sind wir mit den vorgeschlagenen Änderungen einverstanden.

Wir danken für die Berücksichtigung dieser Stellungnahme und stehen Ihnen für Rückfragen jederzeit zur Verfügung.

Freundliche Grüsse



Gianni Operto
Präsident AEE SUISSE



Stefan Batzli
Geschäftsführer



Bundesamt für Energie
Sektion Marktregulierung
3003 Bern

stromvg@bfe.admin.ch

**VSEI
USIE**

Limmatstrasse 63
8005 Zürich
044 444 17 17
www.vsei.ch

Zürich, 30. Januar 2019

mr

Vernehmlassung: Revision des Stromversorgungsgesetzes (volle Strommarktöffnung, Speicherreserve und Modernisierung der Netzregulierung)

Sehr geehrte Damen und Herren

Im Namen des Verbands Schweizerischer Elektro-Installationsfirmen (VSEI) danken wir Ihnen für die Möglichkeit, zur Revision des Stromversorgungsgesetzes Stellung (StromVG) nehmen zu können.

Der VSEI ist die Berufsorganisation für rund 2'000 Elektro- und Telekommunikations-Installationsfirmen mit über 40'000 Mitarbeitenden. Jährlich schliessen ca. 3'000 Lernende ihre Grundbildung in einem der VSEI-Berufe Elektroinstallateur/in, Montage-Elektriker/in, Telematiker/in und Elektroplaner/in ab. Die Ausbildung Elektroinstallateur/in EFZ gehört zu den zehn meist gewählten Grundbildungen. Mehr als 1'300 Personen absolvieren jährlich eine Prüfung auf Niveau Berufsprüfung und höhere Fachprüfung. Damit ist die Branche eine der grössten Ausbilderinnen im Bereich der technischen Berufe in der Schweiz.

Der VSEI befürwortet die vollständige Öffnung des Schweizer Strommarkts. Diese soll konsequent umgesetzt werden und weder Endverbraucher noch Netzbetreiber in ihren Entscheidungen einschränken. Der VSEI begrüsst die Bestimmungen zu Flexibilitäten und Speicherreserven. Er fordert aber eine vollständige Liberalisierung bei den Verrechnungsmessungen im Niederspannungsnetz und eine Befreiung der Energiespeicher vom Netznutzungsentgelt. Zudem ist eine ausreichend lange Übergangsfrist zu garantieren.

Mit der vorgeschlagenen Liberalisierung des Strommarkts beseitigt der Bundesrat eine Ungleichbehandlung, die eigentlich schon heute nicht zu rechtfertigen ist. Immerhin werden über 80 Prozent des Stromverbrauchs über den freien Markt beschafft, obwohl nur ein knappes Prozent der Endverbraucher Zugriff auf den freien Markt hat. Mit der geplanten Öffnung steht es auch den übrigen 5 Millionen Endkunden frei, ihren Strom frei nach wirtschaftlichen oder ökologischen Überlegungen zu optimieren.

In diesem Zusammenhang erachtet es der VSEI aber als stossend, dass der Bundesrat in der Grundversorgung ein Standardprodukt definiert, das Endverbraucher und Netzbetreiber in ihren Entscheidungen einschränkt. Aus wirtschaftlicher Sicht und im Sinne einer echten Liberalisierung ist auf Qualitätsvorgaben in der Grundversorgung zu verzichten.

Art. 6 Grundversorgung

² **Streichen**

Der VSEI gibt ausserdem zu bedenken, dass die im Energiegesetz und in der Energieverordnung festgelegte Abnahme- und Vergütungspflicht einer vollständigen Liberalisierung des Strommarktes entgegenlaufen. Einerseits können die Abnahme- und Vergütungspflicht die Netzbetreiber daran hindern, wettbewerbsfähige Preise anzubieten, und andererseits ist es möglich, dass sie zum Kauf von Energie gezwungen werden, die sie nicht an Grundversorgungskunden absetzen können. Wenn an der Abnahme- und Vergütungspflicht festgehalten wird, sollte diese durch eine unabhängige zentrale Stelle übernommen werden.

Während der Strommarkt nun für alle Stromkunden geöffnet werden soll, sieht die Vorlage eine erneute Teilung der Kunden bei den Verrechnungsmessungen vor: Nur Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100 MWh sowie Elektrizitätserzeuger und Speicherbetreiber mit einer Anschlussleistung von mehr als 30 kVA sollen Dritte statt ihres Netzbetreibers mit den Messungen beauftragen können. Gerade in Anbetracht der angestrebten vertikalen Entflechtung ist nicht nachvollziehbar, wieso eine neue künstliche Abgrenzung eingeführt werden soll, insbesondere auch nachdem das Parlament aufgrund des Bundesgerichtsurteils BGE_2c_11422016 durch die Motion 17.3923 eine gesetzliche Liberalisierung gefordert hat.

Art. 17a Zuständigkeit für die Messung

¹ ~~Die Netzbetreiber sind in ihrem Netzgebiet für die betriebliche Messung, die Bezeichnung und Verwaltung der Messpunkte und die Verrechnungsmessung zuständig.~~ **Endverbraucher sowie Elektrizitätserzeuger und Speicherbetreiber können einen Dritten freier Wahl mit dem Messstellenbetrieb, den Messdienstleistungen oder der gesamten Verrechnungsmessung beauftragen.**

² ~~Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von mindestens 100 MWh pro Verbrauchsstätte sowie Elektrizitätserzeuger und Speicherbetreiber mit einer Anschlussleistung von mehr als 30 kVA können einen Dritten freier Wahl mit dem Messstellenbetrieb, den Messdienstleistungen oder der gesamten Verrechnungsmessung beauftragen. Soweit sie die unter Absatz 1 erwähnten Kreise dieses Wahlrecht nicht ausüben, bleibt der Netzbetreiber ihres Netzgebiets zuständig.~~

Der laufende Umbau des Energiesystems Schweiz mit einem deutlich grösseren Anteil erneuerbarer Energien macht einen Ausbau der Energiespeicher unabdingbar. Der Bundesrat hat deshalb zu Recht eine Regelung für die Nutzung von Flexibilitäten vorgeschlagen. Jedoch werden die Flexibilitätsoptionen unterschiedlich behandelt. In Anbetracht der vertikalen Entflechtung ist es angezeigt, dass auch Energiespeicher hinter dem Netzanschlusspunkt vom Netzentgelt befreit werden. Damit liessen sich die nötige Ausbau dezentraler Flexibilitäten schneller vorantreiben.

Art. 4 Begriffe

1 In diesem Gesetz bedeuten:

- a. [...]
- b. Endverbraucher: Kunden, welche Elektrizität für den eigenen Verbrauch kaufen. Ausgenommen hiervon ist der Elektrizitätsbezug für den Eigenbedarf eines Kraftwerkes, **sowie für den Antrieb von Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken sowie zwecks Speicherung aus dem Netz;**
- c. [...]

**VSEI
USIE**

Limmatstrasse 63
8005 Zürich
044 444 17 17
www.vsei.ch

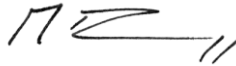
Aufgrund der Tragweite der Gesetzesrevision fordert der VSEI eine ausreichend lange Übergangsfrist bis zur vollständigen Marktöffnung. Nur so sind die nötigen Lieferantenwechsel-, Datenaustausch- und Verrechnungsprozesse zu gewährleisten, zumal auch die Entwicklung von IT-Lösungen in Bereichen wie den intelligenten Messsystemen viel Zeit in Anspruch nehmen wird.

Wir danken Ihnen für die wohlwollende Prüfung und die Berücksichtigung unserer Anliegen.

Freundliche Grüsse



Simon Hämmerli
Direktion



Michael Rupp
Öffentlichkeitsarbeit

**VSEI
USIE**

Limmatstrasse 63
8005 Zürich
044 444 17 17
www.vsei.ch

Bundesamt für Energie (BFE)
Sektion Marktregulierung
3003 Bern

Per E-Mail an: stromvg@bfe.admin.ch

Bern, 31. Januar 2019
laurens.abu-talib@usic.ch | T 031 970 08 88

Revision des Stromversorgungsgesetzes (volle Strommarktöffnung, Speicherreserve und Modernisierung der Netzregulierung). Stellungnahme der usic

Sehr geehrte Damen und Herren

Für die Gelegenheit zur Stellungnahme zu der oben genannten Vorlage danken wir Ihnen. Gerne setzen wir Sie im Folgenden von unserer Position in Kenntnis.

Die usic stimmt der Vorlage grundsätzlich zu.

Insbesondere begrüsst die usic, dass mit der Vorlage die Liberalisierung des Strommarkts vorangetrieben werden soll. Auch die Schaffung strategischer Speicherreserven erhöht die Sicherheit der Stromversorgung. Gleichzeitig bedauert die usic, dass die Vorlage in mehrerer Hinsicht zu zögerlich ausgestaltet wurde. Dies betrifft einerseits die Umsetzung der in der Energiestrategie 2050 beschlossenen Ziele, andererseits die konsequente Liberalisierung bei der Grundversorgung und dem Messwesen.

- Um die dezentrale Stromproduktion bzw. den Verbrauch zu fördern, müssen Netztarife verursachergerecht ausgestaltet werden.
- Damit der Anteil erneuerbarer Energien rasch erhöht wird, soll die Grundversorgung ausschliesslich aus erneuerbaren Energien zusammengesetzt sein.
- Die Verantwortung des Netzbetreibers für die Grundversorgung widerspricht dem Ziel der Entflechtung. Stattdessen soll eine in der EU übliche Regelung gewählt werden.
- Das Messwesen soll vollständig liberalisiert und auf eine doppelte Erhebung verzichtet werden.

Im Folgenden setzen wir Sie über unsere Detailanliegen in Kenntnis.

Art. 5 – Netzgebiete und Anschlussgarantie

Die usic begrüsst die Liberalisierung des Strommarktes. Dank mehr Wettbewerb sind attraktivere Preise und eine bessere Leistung für die Endkunden zu erwarten. Dies setzt eine weitgehende Entflechtung zwischen Netzbetreiber und Energieversorger voraus. Die Bestimmung, wonach die Netzbetreiber weiterhin für die Grundversorgung innerhalb ihres Gebietes verantwortlich sind, widerspricht dem Ziel der Entflechtung. Die erschwert auch einen allfälligen Abschluss eines Stromabkommens mit der EU. Stattdessen könnte – in Anlehnung an das deutsche Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) vom 7. Juli 2005 (Stand 17.12.2018) – derjenige Energieversorger mit der Grundversorgung betraut werden, welcher eine Mehrheit der Endverbraucher in einem Netzgebiet beliefert.

Aus diesem Grund bitten wir Sie, Art. 5 Abs. 2 E-StromVG wie folgt zu ergänzen:

² Die Netzbetreiber sind ~~neben dem Netzbetrieb auch für die Grundversorgung verantwortlich. Sie sind~~ verpflichtet, in ihrem Netzgebiet alle Endverbraucher innerhalb der Bauzone und ganzjährig bewohnte Liegenschaften und Siedlungen ausserhalb der Bauzone sowie alle Elektrizitätserzeuger an das Elektrizitätsnetz anzuschliessen.

Ebenso bitten wir Sie, den folgenden neuen Art. 5bis E-StromVG zu ergänzen:

Art. 5bis (neu)

¹ Als Grundversorger gilt jeweils das Energieversorgungsunternehmen, das in einem Netzgebiet die Mehrzahl der Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von weniger als 100 MWh pro Verbrauchsstätte beliefert. Netzbetreiber sind verpflichtet, alle drei Jahre den Grundversorger für die nächsten drei Jahre festzustellen und das Ergebnis der ElCom schriftlich zu übermitteln.

² Für den Fall, dass der Grundversorger gemäss Absatz 1 wechselt, gelten die von Endverbrauchern mit dem bisherigen Grundversorger geschlossenen Energielieferverträge zu den im Zeitpunkt des Wechsels geltenden Bedingungen und Preisen fort.

³ Der Bundesrat erlässt Ausführungsbestimmungen, insbesondere:

- a. zur Gewährleistung einer transparenten und ordnungsgemässen Durchführung des Feststellungsverfahrens nach Absatz 1;
- b. zur Festsetzung der anwendbaren Fristen und Anforderungen an die Publikation der aus dem Feststellungsverfahren ergebenden Änderungen;
- c. zur Beschwerdeführung gegen das Ergebnis des Feststellungsverfahrens.

Art. 6 – Grundversorgung

Um die mit der ES2050 anvisierten Ziele einer nachhaltigen und erneuerbaren Energiezukunft zu erreichen, muss der Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtstrommix rasch erhöht werden. Der Vorschlag eines ausschliesslich aus erneuerbaren Energien bestehenden Stromprodukts als Standard in der Grundversorgung, hat sich bereits bei verschiedenen kantonalen und lokalen Energieversorgern durchgesetzt.

Aus diesem Grund bitten wir Sie, Art. 6 E-StromVG wie folgt zu ergänzen:

² Die Netzbetreiber bieten in der Grundversorgung als Standard ein Elektrizitätsprodukt an, das auf der Nutzung einheimischer sowie ~~überwiegend oder~~ ausschliesslich erneuerbarer Energie beruht.

Art. 12 – Information und Rechnungsstellung

Weil die usic eine vollständige Liberalisierung des Messwesens fordert, entfällt auch die Notwendigkeit einer Regelung zur Information der Messtarife (vgl. Begründung zu Art 17a).

Aus diesem Grund bitten wir Sie, Art. 12 E-StromVG wie folgt zu ergänzen:

¹ Die Netzbetreiber stellen die für die Netznutzung nötigen Informationen leicht zugänglich bereit und veröffentlichen:

- a. die Netznutzungstarife;
- b. die Jahressumme der Netznutzungsentgelte;
- ~~c. die Messtarife;~~

Art. 14 – Netznutzungsentgelt und Netznutzungstarife

Netztarife sollen sowohl einen Anreiz zur optimalen Netzauslastung als auch Anreize für die dezentrale Stromproduktion liefern. Netznutzungstarife, welche die Distanz zwischen Ein- und Ausspeisepunkt nicht berücksichtigen, laufen diesen Zielen zuwider. Stattdessen müssen die Netznutzungstarife die verursachergerechte Übermittlungsdistanz widerspiegeln. Eine zeit-echte Messung mittels *Smart Metern* ist heute technisch machbar.

Aus diesem Grund bitten wir Sie, Art. 14 E-StromVG wie folgt zu ergänzen:

¹ Das Entgelt für die Netznutzung darf die anrechenbaren Kosten sowie die Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen nicht übersteigen.

² Das Netznutzungsentgelt ist von den Endverbrauchern je Ausspeisepunkt zu entrichten.

³ ~~Das Netznutzungsentgelt wird auf der Basis der Netznutzungstarife erhoben. Diese sind für ein Jahr fest und von den Netzbetreibern gemäss den folgenden Grundsätzen festzulegen:~~

Für die Festlegung der Netznutzungstarife gilt:

a. Sie müssen einfache Strukturen aufweisen und die von den Endverbrauchern verursachten Kosten widerspiegeln.

b. Sie müssen die Kostenwahrheit über die effektiv genutzten Netzebenen abbilden und sich am tatsächlichen Stromfluss orientieren.

c. Sie müssen sich am Bezugsprofil orientieren und im Netz eines Netzbetreibers pro Spannungsebene und Kundengruppe einheitlich sein.

^{3bis} *Streichen*

^{3ter} *Streichen*

Art. 17a – Zuständigkeit für die Messung

Die usic unterstützt im Rahmen der Strommarkliberalisierung vor allem auch die Liberalisierung des Messwesens. Doppelte Messinfrastrukturen und Parallelnetze sind zu verhindern. Die vom Bundesrat vorgeschlagene Teilliberalisierung lehnt die usic deshalb ab. Stattdessen soll es den Endverbrauchern möglich sein, die Messung der Daten entweder dem Netzbetreiber, oder einem Dritten zu überlassen, oder die Messung selbst durchzuführen. Ansonsten bleibt der Netzbetreiber weiterhin für die Erhebung zuständig. Der neue Absatz 3bis entspricht im Wesentlichen der bereits im Rahmen der StromVV von der usic geforderten Formulierung.

Aus diesem Grund bitten wir Sie, Art. 17a E-StromVG wie folgt anzupassen:

Art. 17a

¹ Die Netzbetreiber sind in ihrem Netzgebiet für ~~die betriebliche Messung, die Bezeichnung und Verwaltung der Messpunkte und die Verrechnungsmessung zuständig~~ das Messwesen und die Informationsprozesse verantwortlich. Sie legen hierfür transparente und diskriminierungsfreie Richtlinien fest.

² Endverbraucher, ~~Erzeuger oder Speicherbetreiber mit einem Jahresverbrauch von mindestens 100 MWh pro Verbrauchsstätte sowie Elektrizitätserzeuger und Speicherbetreiber mit einer Anschlussleistung von mehr als 30 kVA~~ können einen Dritten freier Wahl mit dem Messstellenbetrieb, den Messdienstleistungen oder der gesamten Verrechnungsmessung beauftragen, oder die notwendigen Daten selbst erheben. Soweit sie dieses Wahlrecht nicht ausüben, bleibt der Netzbetreiber ihres Netzgebiets zuständig.

^{3bis} Sofern die Endverbraucher die Daten selber erheben, sind sie verpflichtet die Daten dem Netzbetreiber zur Verfügung zu stellen. In diesem Fall ist der Netzbetreiber zuständig für die Authentifizierung der Messstelle und stellt die Manipulationsfreiheit sicher. Der Netzbetreiber vereinbart mit dem Endverbraucher, Erzeuger oder Speicherbetreiber in welcher Form die Datenlieferung diskriminierungsfrei abgegolten wird.

³ Der Bundesrat ~~kann vorsehen, dass ein einmal erlangtes Wahlrecht unabhängig vom jährlichen Verbrauch oder der Anschlussleistung bestehen bleibt.~~ Er kann Ausführungsbestimmungen erlassen, insbesondere:

- a. zum Verfahren beim Wechsel des Messstellenbetreibers oder des Messdienstleisters;
- b. ~~zur Art und Weise, wie die Netzbetreiber die mit der Ausübung des Wahlrechts verbundenen Kosten den Messstellenbetreibern, Messdienstleistern, Endverbrauchern, Elektrizitätserzeugern und Speicherbetreibern sowie weiteren Betroffenen anlasten können;~~ zur einheitlichen, transparenten und diskriminierungsfreien Zurverfügungstellung von Messdaten und Informationen durch den Messstellenbetreiber und Messdienstleister;
- c. zu den Aufgaben der Messstellenbetreiber und Messdienstleister.

Art. 17a^{bis} – Messentgelt und der Messtarife

Aufgrund der vollständigen Liberalisierung des Messwesens entfällt auch die Notwendigkeit einer Regelung des Messentgelts und der Messtarife (vgl. Begründung zu Art 17a).

Aus diesem Grund bitten wir Sie, Art. 17a^{bis} wie folgt anzupassen:

Art. 17a^{bis}

Streichen

Wir danken Ihnen für die Gelegenheit zur Stellungnahme und die wohlwollende Berücksichtigung unserer Position.

Freundliche Grüsse

u s i c

Der Präsident

Der Geschäftsführer

Bernhard Berger
Dipl. Bauing. ETH

Dr. Mario Marti
Rechtsanwalt

Die usic

Die Schweizerische Vereinigung Beratender Ingenieurunternehmen usic vereint rund 1 000 Mitgliedsunternehmen mit gut 14 000 Mitarbeitenden. Die Mitglieder generieren einen jährlichen Bruttohonorarumsatz von über 2,4 Mia. Franken. Dies entspricht einem Anteil von etwa 50 Prozent am gesamten ingenieurrelevanten Ausgabenanteil im Baubereich. Die Mitgliedsunternehmen der usic sind in allen baurelevanten Bereichen tätig, von der Raumplanung über die Geologie, die Vermessung, die Umweltingenieurwissenschaften, das Bauingenieurwesen sowie die Gebäudetechnik und die Elektroplanung. Damit ist die usic der grösste Schweizer patronale Planerverband und die anerkannte nationale Stimme der beratenden Ingenieur- und Planerunternehmen in der Schweiz.

Bundesamt für Energie
Sektion Marktregulierung

3003 Bern
per Email an: stromvg@bfe.admin.ch

Ihre Ansprechperson:
Walter Müller
+41 (0)44 252 57 53
w.mueller@stromkunden.ch

Dokument:
SN_RevisionStromVG2018_fin.docx

Zürich, 31. Januar 2019

**Revision des Stromversorgungsgesetzes:
Volle Strommarktöffnung, Speicherreserve und Modernisierung der Netzregulierung
Stellungnahme**

Sehr geehrte Damen und Herren

Per Email 17. Oktober 2018 haben Sie uns über die Eröffnung des Vernehmlassungsverfahrens zur Revision des StromVG informiert. Sie geben den Vernehmlassungsadressaten die Möglichkeit, bis am 31. Januar 2019 schriftlich Stellung zu nehmen, was wir hiermit gerne tun.

Präambel

Die GGS hat in den vergangenen mehr als vier Jahren, seit die Revision des StromVG wieder aufgenommen wurde, als Vertreterin der grossen Stromverbraucher der Wirtschaft aktiv an den Besprechungen der Stakeholder Meetings und Round Table Treffen mitgewirkt, die zur jetzigen mit Spannung erwarteten Vernehmlassungsvorlage geführt haben. Den beteiligten Mitarbeitenden des federführenden Bundesamtes gebührt ein aufrichtiges Dankeschön für ihr redliches Bemühen, eine insgesamt sachgerechte und ausgewogene Vorlage zu präsentieren.

Es geht nun darum, trotz manchmal stark divergierenden Partikularinteressen, die Ziele der Revision nicht aus den Augen zu verlieren und die geplanten Massnahmen so abzustimmen, dass diese auf eine volkswirtschaftlich optimale Art erreicht werden können. Die ersten Bestrebungen zur Revision des StromVG reichen viele Jahre zurück, bis vor die Reaktorkatastrophe von Fukushima. Damals wurde die Revision sistiert, zu Gunsten einer Energiestrategie 2050, deren erstes Ziel der Ausstieg aus der Kernenergie ist. Das hat zu einer Verschiebung bei der Gewichtung der Ziele der Revision des StromVG geführt. Als erstes Leitziel wird im erläuternden Bericht zur Vernehmlassungsvorlage die Gewährleistung der langfristigen Stromversorgungssicherheit genannt. Diese ist angesichts der

absehbar wegfallenden Produktionskapazität aus inländischen Kernkraftwerken mehr in Frage gestellt, als vor der Inkraftsetzung des ersten Massnahmenpakets der Energiestrategie. Dessen ungeachtet soll der strategische Charakter der Energiestrategie erhalten bleiben. Für die Umsetzung ist Wandel unerlässlich. Überkommene Strukturen müssen geändert werden. Kompromisse im Interesse der Sache sind oft erforderlich, aber die in letzter Zeit um sich greifende Abfolge opportunistischer Bedienung von Partikulärinteressen aufgrund vermeintlicher oder tatsächlicher Verschlechterung der Versorgungslage ist keine kohärente Energiestrategie sondern eher auf Verhinderung von Wandel und Besitzstandswahrung ausgerichtet.

Als weitere Ziele der Revision sollen die Effizienz des Marktes verbessert sowie die Energiestrategie marktseitig unterstützt werden. Die Veränderungen im Strommarktdesign sollen mit den schweizerischen Klimazielen und einem EU-Stromabkommen kompatibel sein und zudem möglichst geringe gesamtwirtschaftliche Kosten verursachen.

I. Die wichtigsten Anliegen der GGS

1. Energy-Only-Markt

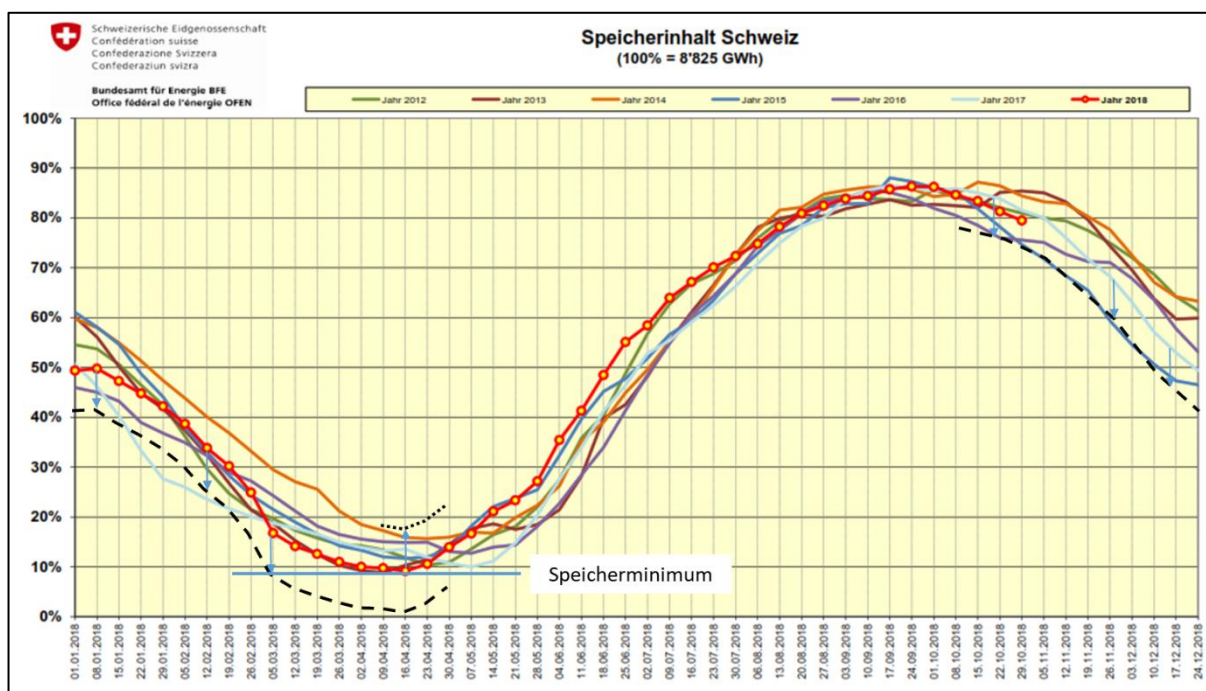
Wie bereits in der Aktennotiz der GGS zum Round Table des BFE vom 9. März 2018 dargelegt, **befürwortet die GGS den Energy-Only-Markt (EOM)**. Der Energy Only Markt ist geeignet, die Schweiz sicher mit Strom zu versorgen, steht aber noch am Anfang der Entwicklung. Verbesserungen am Marktdesign sind möglich. Es gibt viel unausgeschöpftes Verbesserungspotenzial, das mit moderner Informations- und Kommunikationstechnologie erschlossen werden kann. Dies betrifft die Preissignale für Ausgleichsenergie, die in Echtzeit oder zumindest viel zeitnäher als heute bei den Bilanzgruppen ankommen müssen. Am Spotmarkt sollen kurzfristige Anpassungen an den Bedarf gemacht werden können. Die Liquidität von Kurzfristprodukten wird durch den reibungslosen Zugang zum Strommarkt der EU verbessert. **Dazu braucht es ein Stromabkommen.**

2. Speicherreserve

Eine bessere Anbindung an den europäischen Strombinnenmarkt ist die wichtigste Massnahme für die Gewährleistung der langfristigen Stromversorgungssicherheit. Die nun vorgeschlagene **Speicherreserve** halten wir für einen **unnötigen Eingriff in die Wirtschaftsfreiheit der Produzenten, weil sie de facto die verfügbare Energie in den Speichern der normalen Bewirtschaftung am Markt entzieht**. Nachfolgende Grafik verdeutlicht dies anhand des Speicherverlaufs der Stauseen.

Dargestellt ist die Annahme, dass im Oktober 2017 für den Winter 2017/18 eine Speicherreserve für vier Winter-Tagesverbräuche kontrahiert wird. Das entspricht 720 GWh. Die frei verfügbare Energie gemäss Füllstandkurve würde dadurch spätestens anfangs Jahr im Januar oder Februar um acht Prozent tiefer auf die schwarz gestrichelte Linie abgesenkt (blaue Pfeile). Ende Februar wird das technisch mögliche Speicherminimum erreicht, rund 5 Wochen früher als ohne Speicherreserve. Ab dann ist aus den Speicherseen nichts mehr zu holen. Entweder wird jetzt die zurückbehaltene Reserve wieder freigegeben oder die fehlende Energie muss – falls nicht bereits vorher passiert – anderweitig

beschafft d.h. importiert oder gesparrt werden. Ist letzteres der Fall, d.h. die nicht verfügbare reservierte Energie wird mit Importen kompensiert, wird spätestens bei einsetzender Schneeschmelze die Energie aus der Speicherreserve freigegeben. Die Füllstandkurve springt dann im April auf die schwarz punktierte Linie. Das ist die zuvor abgezogene und mittlerweile importierte Energiemenge der Speicherreserve.



Je grösser die Speicherreserve ist, desto mehr Energie wird dem Markt entzogen. Entsprechend früher tritt eine Mangellage ein bzw. man müsste im Herbst und anfangs Winter im Umfang der Reserve bereits Ersatzstrom importieren. Falls die Reserve im Frühjahr dann nicht gebraucht wird, kommt sie zu einem Zeitpunkt auf den Markt, wenn die Spotpreise aufgrund des Angebots tief sind. Durch die Speicherreserve wird wertvolle Winterenergie in billigere Frühlingsenergie verwandelt¹.

¹ Die Opportunitätskosten zwischen teurer Winterenergie und billiger Frühjahrsenergie betragen ca. 50 CHF/MWh. Für das aufgezeigte Beispiel wären das 36 Mio. CHF/a mit denen der abgabepflichtige Verbrauch (ca. 50.5 TWh) belastet würde. Das entspricht 0.7 CHF/MWh. Zusammen mit der sog. Marktpremie zur Stützung unrentabler Wasserkraftwerke (2017: 101 Mio. CHF/a bzw. 2 CHF/MWh) und den Investitionsbeiträgen für Grosswasserkraft für nicht rentable Investitionen (1 CHF/MWh) bezahlen Endverbraucher dann bereits 3.6 CHF/MWh zur Stützung einheimischer Wasserkraft. Für ein Industrieunternehmen mit einem Verbrauch von 100 GWh kostet diese zusätzliche «Speicherreserve-Versicherung» also nochmals 70'000 CHF/a dazu, neben den 23 CHF/MWh bzw. 2.3 Mio. CHF/a, die ein solches Unternehmen bereits für andere Förderzwecke via Netzzuschlag entrichten muss.

Wegen des geringeren Angebots im Winter werden auch die Preise am Spotmarkt und für Regelenergie teurer. Bei der Regelenergie geht es nicht nur um Leistungsvorhaltung wie in den Erläuterungen suggeriert, denn bei Abruf muss geliefert werden, was nicht aus der Reserve geschehen darf. Eine Speicherreserve mittels Eingriff in die Bewirtschaftung der Speicherseen verursacht nur Kosten – die mit einer neuen Abgabe auf dem Übertragungsnetz zu Lasten der Endverbraucher gedeckt werden – und eine suboptimale Speichernutzung. Vorteile sind keine auszumachen, auch nicht in Bezug auf das erklärte Leitziel der Gewährleistung der langfristigen Stromversorgungssicherheit. Als Ersatz für die aufgrund der Energiestrategie des Bundesrates wegfallende inländische Stromproduktionskapazität ist die Speicherreserve nicht brauchbar. Mit Art. 9 StromVG besteht ausserdem bereits eine ausreichende Grundlage für Massnahmen bei Gefährdung der Versorgung.

Allenfalls ist es angebracht, den verantwortlichen Eigentümern und ihren beauftragten Personen in der Energiewirtschaft Art. 89 BV und Art. 6 Abs. 2 EnG in Erinnerung zu rufen. Es kann nicht sein, dass der Branche, die im Wesentlichen den Kantonen und Gemeinden gehört, mit immer neuen Abgaben zu Lasten der Schweizer Endkunden (Marktpremie, Investitionsbeiträge) ausgeholfen wird und sie sich zum Dank um die Vorgaben aus BV und EnG frotzeln und bereits wieder nach neuen Abgaben auf dem Übertragungsnetz rufen.

Interessanterweise haben umfangreiche Simulationen der ETH gezeigt, dass kritische Versorgungssituation nicht dann auftreten, wenn die Speicher leer sind sondern wenn bei bestimmten Konstellationen Netzengpässe zu Leitungsüberlastungen führen. Statt einer Speicherreserve sollen bereits bestehende Möglichkeiten und Mechanismen im Spotmarkt und bei der Ausgleichsenergie besser genutzt werden, um bei Knappheitssituationen die richtigen Preissignale an die Akteure zu schicken. Als dann sollte als weitere Massnahme vertieft abgeklärt werden, wie hoch das Potential und die Opportunitätskosten sind, wenn man in den Fällen, für die die Speicherreserve vorgesehen wäre – wenn der Spotmarkt nicht schliesst –, Last vom Netz nehmen würde, statt mit der Reservekapazität Strom zu produzieren. Da gemäss den Erläuterungen die Speicherreserve – wenn überhaupt – nur ganz selten gebraucht wird, die Bereitschaft aber immer abgegolten werden muss, ist es nicht abwegig zu vermuten, dass es billiger sein könnte, wenn in kritischen Situationen bestimmte (Gross-) Verbraucher vorübergehend gegen Abgeltung ihrer Opportunitätskosten auf Strombezug verzichten (müssen).

3. Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Wasserkraft

Nach dem Wegfall der inländischen Kernkraft wird die Schweizer Wasserkraft noch deutlicher als bislang zum wichtigsten Stromproduzenten im Land. Damit sie diese Rolle auch in Zukunft ausfüllen kann, müssen die Rahmenbedingungen so gestaltet werden, dass in den Erhalt und einen massvollen Ausbau investiert wird. Gegenwärtig ist dies nicht mehr der Fall, weil auf der Kostenseite die Wasserzinsen in keinem vernünftigen Verhältnis zum Ertrag stehen, der mit der Wasserkraft erzielt werden kann. Den Konzessionären ist es kaum mehr möglich, eine Rendite zu erzielen, während die

meisten konzедierenden Gemeinwesen auf der gesetzlich fixierten Maximalabgabe bestehen und damit das Äquivalenzprinzip verletzen. Trotzdem hat das Parlament eine Anpassung der Wasserzinsen an die wirtschaftlichen Gegebenheiten abgelehnt und will, dass die Frage zusammen mit der Revision StromVG gelöst wird. Mit der jetzigen Vorlage müssten also gleichzeitig im Wasserrechtsgesetz (WRG) die Bestimmungen zum Wasserzins geändert werden.

4. Vollständige Marktöffnung

Die vollständige Marktöffnung gilt als eine Voraussetzung für ein EU-Stromabkommen und ein solches ist wichtig für die längerfristige Versorgungssicherheit. In der Schweiz behindert die Teilmarktöffnung den notwendigen Strukturwandel in der Branche und blockiert innovative Marktangebote, mit denen die Energiestrategie 2050 vorwärts gebracht werden könnte. **Die vollständige Marktöffnung ist längst überfällig!**

5. Grundversorgung

Elegant und hoffentlich ein Durchbruch im Zwist betreffend Wälzung der Gestehungskosten auf die Verbraucher ist der Vorschlag, in der **Grundversorgung Strom aus einheimischen erneuerbaren Quellen zu bevorzugen**. So können kleine Endverbraucher auf einfache Art die Energiestrategie unterstützen, indem sie in der Grundversorgung verbleiben. Allerdings ist es falsch, in einem vollständig liberalisierten Strommarkt Netzbetrieb und Stromlieferung beieinander zu halten und Netzbetreiber zur Lieferung von Energie in der Grundversorgung zu verpflichten. Netzbetreiber sollen keine Energielieferanten mehr sein (vollständige Entflechtung) und schon gar nicht in der Pflicht stehen, die Grundversorgung zu gewährleisten. Ein grosser Teil des Stromverbrauchs wird bereits heute am Markt beschafft. Für den Teil, der weiterhin in der Grundversorgung geliefert wird, ist es am effizientesten, wenn er aus einer einzigen Bilanzgruppe geliefert werden kann. Dem Betreiber der BG – eine Aufgabe die analog zur Bilanzgruppe erneuerbare Energien (BG der KEV-geförderten Erneuerbaren) ausgeschrieben werden soll – können dann Vorgaben gemacht werden, wie die einheimischen erneuerbaren Energien zu berücksichtigen sind und Produzenten können ihre Energie der BG Grundversorgung anbieten. Die Preisfindung am Vergleichsmarkt erübrigt sich damit. Im Unterschied zu Produkten, die am Markt angeboten werden, wäre der Tarif in der Grundversorgung weiterhin der Kostenkontrolle durch die ElCom zu unterstellen.

Es ist bei diesem Modell, das weitgehend die bisherige cost⁺ Regulierung der Energietarife weiter führt, darauf zu achten, dass die Produktion der erneuerbaren Energie und deren Verbrauch synchron erfolgen. D.h. die einheimische erneuerbare Energie wird in Echtzeit inkl. HKN geliefert. Eine simple buchhalterische Belieferung auf Basis von HKNs, die der Grundversorgung angelastet werden, während Graustrom am Markt beschafft wird, halten wir für dieses Produkt für nicht angemessen, da dies der Absicht widerspricht, mit der Grundversorgung einheimische erneuerbare Energien zu stützen.

Ganz anders sehen wir den Umgang mit HKN beim Endverbrauch im Markt (Erläuternder Bericht S. 29). Da HKNs bei börsengehandeltem Strom so wie so keinen Bezug zum physikalisch gelieferten Strom haben sondern den Käufern lediglich suggerieren, das sie eine bestimmte Stromqualität beziehen können (beispielsweise Solarstrom um Mitternacht), führt die angedachte Verkürzung der Nachweisperiode am Ziel vorbei. Mit den HKNs sollen ja bestimmte Produktionsarten gestützt werden, weil HKNs mit der Hoffnung verbunden sind, dass Endverbraucher lieber «sauberen» Strom beziehen. Eine zeitliche Auflösung der Schweizer Stromproduktion aus Wasserkraft auf Quartals oder Monatsbasis zeigt aber, dass im Sommer die Produktion aus den Wasserkraftwerken den Verbrauch deutlich übersteigt. In dieser Zeit wären die Preise für CH H₂O-HKNs im Keller. Der Preis wird dann im Wesentlichen durch die Kosten für Auditierung, Zertifizierung und Handel bestimmt. Bei den Produzenten der Wasserkraft kommt vom Erlös praktisch nichts an, weil das Angebot die Nachfrage bei weitem übersteigt. Im Winter hingegen ist der Verbrauch deutlich höher als die Produktion. Die HKNs werden unerschwinglich. Kleinkunden werden deshalb aus der Grundversorgung in den Markt wechseln und damit das Ziel dieser Regulierung unterlaufen.

Eine Verschärfung der bereits heute geltenden einseitigen Vorgabe für die Schweizer Verbraucher macht den Strom einfach teurer, ohne einen Mehrwert zu schaffen. Preissensitive Branchen werden deshalb erst recht auf billigere ausländische Bescheinigungen ausweichen.

6. Netzregulierung

Die **stärkere Gewichtung des Leistungsbezugs bei den Netztarifen ist sachgerecht**. Allerdings sollten im Gesetz die Grundsätze (gemäss Art. 14 Abs. 3 StromVG) festgehalten werden, die Details bezüglich Aufteilung der Tarife in Leistungs- und Arbeitskomponente sollten – falls überhaupt – in der Verordnung geregelt werden.

Nach eingehender Prüfung und entgegen früheren Äusserungen sind wir beim Vorschlag für das Betragsnettoprinzip für die Wälzung der Arbeitskomponente im Netztarif (Erläuterungen S. 33) zum Schluss gekommen, dass das Betragsnettoprinzip teilweise zu massiven Kostensteigerungen bei den Netzentgelten führen wird. Insbesondere wenn in einem kleinen Netzgebiet Wasserkraftwerke bzw. viel PV einspeisen. Dann wird ein Grossteil der Produktion zurückgespeist. Da die Produktion aber von der Bezahlung des Netzentgeltes befreit ist, müssten die Endverbraucher ein signifikant höheres Netzentgelt bezahlen.

Um das Bruttoprinzip wurde seinerzeit im Parlament hart gerungen – es ist ein Kompromiss. Weil das Übertragungsnetz auch bei viel dezentraler Produktion der Versorgungssicherheit dient ist es gerechtfertigt, dass die unteren Netzebenen gemäss Bruttoprinzip einen Beitrag leisten.

Bei der Verwertung von Flexibilitäten sehen wir noch ungelöste Zielkonflikte zwischen den Interessen von Swissgrid, den Verteilnetzbetreibern und weiteren Akteuren, die Flexibilität nutzen wollen. Klar ist, dass die Kosten für Regelenenergie – das ist Nutzung netzdienlicher Flexibilität für das Übertragungsnetz – über die Systemdienstleistungen abgegolten werden. Der Markt für Regelenenergie

funktioniert, was u.a. darin zum Ausdruck kommt, dass die Preise für Regelenergie dank dem wettbewerblichen Umfeld deutlich gesunken sind. Falls mit dem neuen Art. 15 Abs. 2 Bst. d. die Anrechenbarkeit für «die Kosten für die Nutzung von Flexibilität» in den Verteilnetzen gemeint ist, sind wir der Meinung, dass dies in die falsche Richtung geht bzw. dass damit für Verteilnetzbetreiber eine neue Möglichkeit geschaffen wird, anrechenbare Kosten zu generieren. Verteilnetzbetreiber nutzen seit langem mit den Rundsteuerungen die Flexibilität bestimmter stromverbrauchender Geräte wie Wärmepumpen oder Boiler. Dass die relativ starren Rundsteuerungen in einem Umfeld mit vermehrt dezentraler Einspeisung wahrscheinlich nicht mehr ganz zeitgemäss sind, um Angebots- und verbrauchsgerecht zu steuern, liegt auf der Hand. Die smarten Technologien ermöglichen zunehmend flexiblere Ansteuerungen von Verbrauchsgruppen. Es ist den Verteilnetzbetreibern überlassen, sich diese Flexibilität ggf. über differenzierte Tarife zu erschliessen. Dabei fallen keine Kosten an, die über das hinausgehen, was zum normalen Netzbetrieb gehört. Es fällt ein Nutzen an, in Form von besseren Steuerungsmöglichkeiten.

Falls hier eine andere Art der Nutzung von Flexibilitäten durch Verteilnetzbetreiber gemeint ist, etwa in Form von Kontrahierung von Flexibilität gegen Entgelt, müsste das spezifiziert werden. Aufgrund der Anrechenbarkeit der Kosten bei den Verteilnetzbetreibern würden damit alle Drittanbieter (z.B. Regelenergiepools) aus dem Markt gedrängt, weil letztere immer von den Verteilnetzbetreibern überboten werden können.

Wahrscheinlich braucht es Praxiserfahrung und ein iteratives Vorgehen bei der Regulierung. **Richtig ist, dass die Inhaber der Flexibilität entscheiden können, ob und wo sie diese zur Verfügung stellen wollen.**

Für die Belange der Energiestrategie innovations- und entwicklungshemmend ist die Tatsache, dass lokale batteriebasierte Elektrizitätsspeicher und sektorenkoppelnde Energiespeicher benachteiligt werden, weil sie für den Strombezug ab dem Netz im Gegensatz zu Pumpspeichern Netzentgelt und Abgaben bezahlen müssen, selbst dann, wenn sie system- und netzdienlich eingesetzt werden. Wegen der meistens nur eingeschränkt möglichen Unterscheidung zwischen marktorientierten und netzdienlichen Nutzungen von dezentralen Speichern in Verteilnetzen können diese nicht umfassend genutzt werden, was aus betriebs- und volkswirtschaftlicher Sicht nicht optimal ist und dem NOVA-Prinzip beim Ausbau von Verteilnetzen widerspricht.

7. Liberalisierung Messwesen

Nach wie vor eine unvollendete Baustelle ist das Messwesen. **Eine Teilliberalisierung schafft neue Abgrenzungskonflikte und verhindert wie zuvor beim Netzzugang durchgängige effiziente Lösungen.** Messdaten müssen zuverlässig und zeitnah zur Verfügung stehen. Unter den Mitgliedern der GGS gibt es Unternehmen mit vielen hundert Messstellen. Die vorgeschlagene vollständige Marktöffnung beim Strom führt dazu, dass jetzt zwar auch für die kleineren Verbrauchsstätten der Strom am Markt beschafft werden kann. Für die Messung der kleineren Verbraucher kann aber nicht derselbe Messdienstleister beauftragt werden, der die grossen Verbrauchsstätten misst, sondern es

muss wieder mit grossem Aufwand mit jedem EVU eine Lösung gefunden werden. Ein Aufwand, der sich kaum lohnen wird und deshalb bei Multisite-Kunden den Markteintritt von kleinen Verbrauchsstätten behindert.

Die Forderung der GGS nach der Liberalisierung des Messwesens hat zwei Gründe:

1. Netzbetreiber verlangen teilweise deutlich zu hohe Tarife für die Verbrauchsmessungen.
2. Die Qualität der Messungen ist teilweise mangelhaft und muss mit grossem Aufwand von Hand korrigiert werden bzw. die Daten fehlen schlicht weg oder kommen zu spät für die Erstellung von Kurzfristprognosen. Für die Ausgeglichenheit von Bilanzgruppen ist das kostenrelevant.

Eine Auswertung der mangelhaften Datenlieferung zeigt, dass nicht in erster Linie EVU dafür verantwortlich sind, sondern ziemlich oft von diesen beauftragte Dienstleister. Es ist deshalb nicht sicher, ob die Teilliberalisierung beim Messwesen tatsächlich die erhoffte Verbesserung bei den Messdaten bringen wird. Da sich die EVU zudem mit viel Kraft gegen die Liberalisierung des Messwesens stemmen, **sollten unabhängig von der Liberalisierung des Messwesens Massnahmen implementiert werden, mit denen die Datenqualität und deren Verfügbarkeit verbessert werden können.** Es sind verschiedene technische Lösungen denkbar, wichtig ist es ein System zu implementieren, das durchgängig ist und dass der Datenschutz gewährleistet werden kann.

Wir verweisen diesbezüglich auf die Ausführungen zu einem möglichen **Datahub** in den Erläuterungen auf Seite 40f. **Sämtliche Stamm- und Messdaten sollen berechtigten Akteuren zeitnah und zuverlässig zur Verfügung gestellt werden.** Dieser Sachverhalt soll explizit auf Gesetzesstufe vorgeschrieben werden. **Gemäss einem kürzlich vom BFE publizierten Bericht wäre ein zentrales Datenregister aus heutiger Sicht die volkswirtschaftlich effizienteste Lösung für alle Beteiligten.**

Beiliegend sind unsere konkreten Anträge, Bemerkungen und Begründungen artikelscharf aufgeführt. Wir weisen darauf hin, dass unsere Anträge implizieren, dass die zugehörigen Passagen im Erläuternden Bericht ebenfalls angepasst werden müssen, da letzterer bei späterer Auslegung des Gesetzes durch die Gerichte beigezogen werden kann.

Die GGS dankt für die Berücksichtigung unserer Anliegen und ist bereit, bei der Entwicklung der Lösungsvorschläge mit zu arbeiten.

Freundliche Grüsse



Andreas Münch
Präsident



Walter Müller
Geschäftsführer

Beilage: Anträge, Bemerkungen und Begründungen der GGS

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Marktregulierung
3011 Bern

scienceindustries
Wirtschaftsverband Chemie Pharma Life Sciences

Nordstrasse 15 · Postfach · 8021 Zürich
info@scienceindustries.ch
T +41 44 368 17 11
F +41 44 368 17 70

stromvg@bfe.admin.ch

Zürich, 31. Januar 2019

Vernehmlassung zur Revision des Stromversorgungsgesetzes (StromVG): Stellungnahme von scienceindustries

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Gelegenheit zur Teilnahme an der Vernehmlassung zur Revision des Stromversorgungsgesetzes (StromVG). Wir nehmen gerne wie folgt Stellung.

scienceindustries ist der Schweizer Wirtschaftsverband Chemie Pharma Life Sciences. Mit einem Anteil von rund 45% an allen Gesamtausfuhren ist sie die grösste Exportindustrie und mit einem Anteil von rund 40% aller privatwirtschaftlichen Forschungs- und Entwicklungsausgaben auch die grösste Forschungsindustrie der Schweiz. Die Mitgliedsunternehmen von scienceindustries beschäftigen insgesamt über 310'000 hochqualifizierte Mitarbeitende, davon rund 70'000 in der Schweiz. Die Industrien Chemie Pharma Life Sciences sind stark exportorientiert und erzielen über 98% ihrer Umsätze im Ausland.

Vor diesem Hintergrund kommt den umwelt- und energiepolitischen Rahmenbedingungen in der Schweiz eine wichtige Bedeutung zu. Standortnachteile im internationalen Wettbewerb sind deshalb in diesen Bereichen unbedingt zu vermeiden.

Zusammenfassung

Bei den Herstellprozessen unserer Unternehmen ist die Versorgung mit Strom ein sehr wesentlicher Standortfaktor. Dabei sind zwei Elemente von besonderer Bedeutung. Einerseits ist die Versorgungssicherheit von zentraler Bedeutung, diese muss rund um die Uhr sichergestellt sein. Zugleich ist Stromversorgung zu internationalen wettbewerbsfähigen Preisen von grosser Wichtigkeit. Dies hat im Wesentlichen damit zu tun, dass die Produktionsprozesse unserer Industrie in aller Regel sehr komplex und streng reguliert sind. Weiterhin befinden sich unsere Unternehmen in einem freien und stark internationalisierten Markt. Über 98% des Umsatzes der Mitgliedsunternehmen wird im Ausland erzielt. Daher ist es aus unserer Sicht sehr wichtig, dass sowohl Stromversorgungssicherheit als auch Stärkung des Wettbewerbs auf dem Strommarkt mit dieser Gesetzesrevision gestärkt werden.

scienceindustries unterstützt die Stossrichtung der Revision ausdrücklich. Dabei sind vor allem die ersten beiden Punkte (Strommarktöffnung und selektive Erhöhung der Versorgungssicherheit, nachfolgend Punkt 1 und 3) von besonderer Wichtigkeit für die Mitgliedsunternehmen.

1. **Vollständige Öffnung des Strommarktes**
2. **Beibehaltung einer (freiwilligen) Grundversorgung**
3. **Erhöhung der Versorgungssicherheit durch Schaffung einer Speicherreserve**
4. **Erhöhung der Transparenz beim Betrieb der Verteilnetze (Sunshine Regulierung)**
5. **Gewichtung der Leistungskomponente im Netztarif**
6. **Entwicklung eines neuen Marktes für Flexibilitäten**
7. **Vollständige Liberalisierung des Messwesens**

1. Vollständige Marktöffnung

scienceindustries begrüsst den zweiten Marktöffnungsschritt. Dieser Schritt ist möglichst rasch umzusetzen.

- Ein vollkommen geöffneter Strommarkt für die Endverbraucher ist wichtig. Speziell kleinere Unternehmen können aktuell ihren Stromlieferanten nicht frei wählen.
- Ein grosser Teil unserer Mitgliedsunternehmen ist direkt tangiert. Da auch die meisten dieser Unternehmen in einem internationalen Wettbewerb stehen, ist eine Marktöffnung ein sehr wichtiger Schritt zur Stärkung deren Wettbewerbsfähigkeit.
- Diese Marktöffnung ist sowohl aus wirtschaftsliberalen Überlegungen als auch aus volkswirtschaftlicher Sicht notwendig.
- Die Marktöffnung sorgt aber auch für mehr Innovation und verbessert die Ausgangslage für neue Geschäftsmodelle. Davon können dann schlussendlich alle Marktteilnehmer profitieren.

2. Grundversorgung

scienceindustries unterstützt das Recht auf Grundversorgung für kleine Endverbraucher und anerkennt die Einführung eines Standard-Energieprodukts.

- Eine sehr flexible Opting-Out-Möglichkeit für Endverbraucher ist dabei zwingend erforderlich. Da der Endverbraucher mit diesem Modell jederzeit in den freien Markt wechseln kann, ist dieser Default-Ansatz legitim.
- Damit wird die schweizerische Wasserkraft als systemrelevante Komponente gestärkt, so dass eine weitere Unterstützung der Wasserkraftwerkbetreiber in jeglicher Form (z. B. Netzzuschlag, Marktpremie) obsolet wird.
- Eine Preisregulierung in der Grundversorgung ist dabei nicht zielführend. Bei einer vollständigen Marktöffnung sind staatliche Preisregulierungen in allen Tarifen nicht angezeigt und schaden der Idee des freien Wettbewerbs.
- Die Einführung einer Bilanzgruppe «Grundversorgung» wird unterstützt. Der Betrieb dieser Bilanzgruppe soll ausgeschrieben werden, so wie dies bei anderen Bilanzgruppen bereits geschieht (z. B. Bilanzgruppe «Erneuerbare Energien»).

3. Strategische Speicherreserve

scienceindustries begrüsst die Einführung einer strategischen Speicherreserve.

- Wie bereits in der Einleitung erwähnt, sind unsere Mitgliedsunternehmen auf eine unterbruchfreie Versorgung mit elektrischer Energie angewiesen.

- Die aktuellen Studien von BFE und ElCom legen den Schluss nahe, dass die Versorgung mittel- bis langfristig sichergestellt ist. Beide Studien kommen auch zum Ergebnis, dass sehr kurze Unterbrüche, speziell zum Ende des Winterhalbjahrs zwar sehr unwahrscheinlich, jedoch nicht völlig ausgeschlossen sind.
- Um diesem Szenario angemessen Rechnung zu tragen, scheint uns eine strategische Speicherreserve in der skizzierten Form angemessen. Es handelt sich dabei um einen vergleichsmässigen milden Markteingriff. Die Reserve hat Versicherungscharakter und ihre Beschaffung muss transparent und marktorientiert erfolgen.
- Diese Speicherreserve muss technologieneutral ausgeschrieben werden.
- Der finale Entscheid, ob und wieviel Reserve konkret ausgeschrieben wird, soll bei der ElCom liegen. Zur operativen Umsetzung des Entscheides können Dritte (z. B. Swissgrid) beigezogen werden.
- Zusätzliche staatliche Förderungen für Investitionen in Leistung und Kapazitäten werden strikt abgelehnt.

4. Sunshine Regulierung

scienceindustries begrüsst die geplante Einführung der sogenannten Sunshine-Regulierung. Oberstes Ziel dabei ist die Steigerung der Effizienz beim Betrieb der Netze.

- Durch diesen Ansatz ist mit einer Effizienzsteigerung beim Betrieb der Netze und damit mit einer Senkung der Netzkosten zu rechnen.
- Bei nicht zufriedenstellenden Ergebnissen soll der Bundesrat (ohne erneute Gesetzesänderung) direkt eingreifen können. scienceindustries fordert daher zusätzlich konkret messbare Vorgaben zur angestrebten Effizienzsteigerung und Kostenreduktion. Dies würde die Wirksamkeit dieser Massnahmen deutlich erhöhen.

5. Leistungskomponente im Netztarif:

Neukalkulation der Tarife: Das Grundanliegen (Reduktion der Höchstlast und damit die Optimierung des Netzausbaus) wird bestätigt.

- Damit wird auch die stärkere Gewichtung des Leistungsbezugs bei den Netztarifen anerkannt (idealerweise unter Berücksichtigung des Jahresmaximums).
- Hingegen wird das Beitragsnettoprinzip für die Wälzung der Arbeitskomponente im Netztarif abgelehnt. Die bisherige Praxis hat sich bewährt und scheint auch zukünftig adäquat.

6. Flexibilitäten:

scienceindustries unterstützt die Vorschläge über die Nutzung der Flexibilität.

- Dadurch kann ein wesentlicher Beitrag zur längerfristigen Gewährung der Versorgungssicherheit erbracht werden und der Netzausbau kann gezielter begrenzt werden. Somit ist dieses Anliegen sowohl aus volkswirtschaftlicher als auch betriebswirtschaftlicher Sicht sehr sinnvoll.
- Damit ein Marktmechanismus entstehen kann, sollen Erzeuger, Endverbraucher und Speicherbetreiber zu Inhabern ihrer Flexibilität bei Verbrauch und Erzeugung werden.

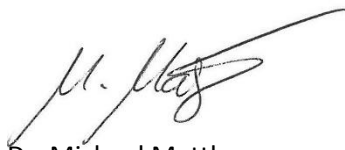
7. Messwesen

scienceindustries begrüsst die Absicht, das Messwesen zu liberalisieren. In Analogie zur vollständigen Öffnung beim Strommarkt, soll jedoch auch hier eine vollständige Liberalisierung erfolgen.

- Die geplante Teilliberalisierung im Messwesen soll die Kosteneffizienz in diesem Bereich erhöhen und für mehr Wettbewerb sorgen. Dies ist grundsätzlich korrekt, da auch wir der Überzeugung sind, dass die Einführung von Wettbewerb im Messwesen zu Kostenreduktionen, Qualitätssteigerungen und Innovationen bei Messdienstleistungen führen wird. Nebst den Kosten ist der Fokus auch auf die Datenqualität und den Datenaustausch zu legen.
- Da mit einer Teilliberalisierung und der damit einhergehenden Einführung eines dualen Systems wiederum neue Abgrenzungskonflikte, Wettbewerbsverzerrungen und Diskriminierungen geschaffen werden, befürwortet scienceindustries anstelle einer Teilliberalisierung eine vollständige Marktöffnung des Messwesens.
- **Zudem befürwortet scienceindustries die Einführung eines zentralen Datenregisters (Datahub).** Das aktuelle dezentrale Datenaustauschmodell kann die hohen Anforderungen an die Datenqualität teilweise nicht erfüllen und erschwert die Steigerung des Automatisierungsgrads im Datenaustausch. Die volle Marktöffnung und der gesetzlich geplante, flächendeckende Smart-Meter-Rollout werden die Menge und den Bedarf an auszutauschenden Daten vervielfachen. Ein zentrales Datenregister kann hier Abhilfe schaffen.

Für die Berücksichtigung unserer Anliegen danken wir Ihnen.

Freundliche Grüsse



Dr. Michael Matthes
Mitglied der Geschäftsleitung



Linda Kren
Umwelt und Nachhaltigkeit

Office fédéral de l'énergie
Section Régulation du marché

3003 **Berne**

stromvg@bfe.admin.ch

Paudex, le 31 janvier 2019
EP/mjb

**Révision de la loi fédérale sur l'approvisionnement en électricité / LApEI
(ouverture complète du marché de l'électricité, réserve de stockage et
modernisation de la régulation du réseau)**

Réponse à la procédure de consultation fédérale

Madame, Monsieur,

Nous nous référons au courrier du 17.10.2018 de la précédente Cheffe du Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC) relatif à l'objet mentionné en titre et vous prions de trouver, ci-après, notre prise de position sur cet important projet de politique énergétique.

Comme demandé, nous vous transmettons la présente sous forme électronique à l'adresse indiquée ci-dessus et par poste, pour la bonne règle.

**1. Remarques générales sur les politiques énergétique et climatique,
en lien avec la politique européenne de la Suisse**

A l'instar du Conseil fédéral (cf. page 2 du rapport explicatif sur le projet mis en consultation), nous relevons :

- que la Stratégie Énergétique 2050, adoptée par le peuple en 2017, encourage les produits novateurs et permet de nouveaux modèles d'affaires ;
- qu'à moyen terme, l'ouverture complète du marché de l'électricité représente un élément indispensable en vue d'intégrer la Suisse, au niveau de l'approvisionnement, dans le marché européen de l'électricité ;
- que l'évolution des marchés européens de l'électricité influence fortement les modèles d'affaires du secteur de l'électricité en Suisse ainsi que, potentiellement, la sécurité d'approvisionnement de la Suisse en la matière ;
- que l'on assistera, dans les années à venir, à un développement considérable du réseau électrique et, notamment, des réseaux de distribution, ce qui nécessite d'adapter la régulation du réseau ;
- qu'une réserve de stockage, en complément à l'approvisionnement basé sur le marché, est nécessaire, tout en craignant que cette dernière ne soit pas suffisante pour garantir notre sécurité d'approvisionnement en électricité à long terme.

Par ailleurs, nous prenons note avec satisfaction des décisions - hors vote final - du Conseil national, lors de sa session d'hiver dernier, par rapport à la révision totale de la loi fédérale sur la réduction des émissions de CO² / politique climatique suisse après 2020. En effet, certaines de ces décisions prennent en compte nos préoccupations en la matière, sur des bases réalistes et non idéologiques.

Enfin, nous prenons acte de la décision du 07.12.2018 du Conseil fédéral consistant à ouvrir une large consultation sur l'accord institutionnel négocié avec l'UE. En ce sens, nous sommes conscients des conséquences négatives d'un possible rejet de cet accord institutionnel sur la conclusion d'un accord CH-UE dans le domaine de l'électricité, accord que nous appelons de nos vœux.

2. Description du projet de révision de la LApEI

Nous relevons (cf. page 46 du rapport explicatif sur le projet mis en consultation) que le projet de révision de la LApEI vise les **trois objectifs** suivants que sont l'ouverture complète du marché de l'électricité, l'instauration d'une réserve de stockage et l'amélioration de la régulation du réseau, sur les bases suivantes.

Ouverture complète du marché suisse de l'électricité

Tout consommateur final obtient le droit de choisir librement son fournisseur. Les consommateurs finaux de moindre taille, dont la consommation annuelle n'atteint pas 100'000 kWh, pourront opter pour un approvisionnement de base, qui leur assurera d'être approvisionnés en électricité à un prix adéquat et constant.

- Approvisionnement de base en électricité suisse issue des énergies renouvelables : Les gestionnaires de réseau de distribution locaux proposent, dans l'approvisionnement de base, un produit standard composé exclusivement d'énergie indigène en majeure partie renouvelable. Les consommateurs finaux reçoivent ce produit pour autant qu'ils n'aient pas opté pour un autre.
- Régulation des tarifs d'électricité : L'adéquation des tarifs d'électricité sera évaluée dorénavant en fonction des prix de marché facturés aux ménages et clients commerciaux suisses (prix comparatifs du marché).
- Processus et coûts de changement : La loi confère au Conseil fédéral la compétence de réglementer les processus et les coûts de changement. S'agissant de l'approvisionnement de base, les entrées et les sorties devraient être permises à la fin de chaque année.
- Déclaration de produit : Le Conseil fédéral est habilité à contraindre les fournisseurs d'électricité à communiquer certaines informations sur l'électricité proposée.

Réserve de stockage

Nous soulignons, selon les propos du Conseil fédéral (cf page 31 du rapport explicatif) que :

- le marché suisse de l'électricité restera un marché « energy only » (EOM), qui ne rémunérera que l'énergie réellement produite et dans lequel les signaux du marché seront renforcés ;
- l'ouverture du marché y contribuera grandement ;
- la sécurité d'approvisionnement en électricité pourra être principalement fondée sur le marché et assurée par le raccordement aux marchés voisins.

En ce sens, et à titre d'assurance supplémentaire de la sécurité d'approvisionnement de la Suisse dans le marché EOM, une réserve de stockage sera constituée pour faire face à des événements extraordinaires imprévisibles (par exemple des conditions météorologiques extrêmes et durables). La réserve de stockage doit prendre la forme d'une réserve d'accumulation active, capable d'assurer un stock d'énergie suffisant aux moments critiques. La réserve de stockage doit être en principe ouverte sur le plan technologique.

Amélioration de la régulation du réseau

Dans le cadre de la régulation dite Sunshine, la Commission fédérale de l'électricité (ElCom) réalisera des comparaisons très complètes entre les gestionnaires de réseau de distribution (GRD) dans leur domaine de régulation et en mettra les résultats à la disposition du public sur son site Internet.

En appliquant l'instrument de transparence Sunshine, l'ElCom adoptera une approche pluridimensionnelle, comprenant surtout l'adéquation des coûts et tarifs, la qualité de l'approvisionnement et des services fournis, ainsi que la mise en œuvre des obligations de publier et de communiquer.

3. Remarques générales sur le projet de révision de la LApEI

Considérant les trois objectifs susmentionnés, nous soulignons en premier lieu les **conséquences économiques positives de l'ouverture complète du marché de l'électricité**, conséquences évaluées comme suit par le Conseil fédéral (cf. pages 90 à 95 du rapport explicatif sur le projet mis en consultation) :

- Possibilités d'économies pour les consommateurs finaux :
Du point de vue des consommateurs finaux, les conditions de passage à un modèle de marché demeurent favorables (cours de change franc-euro, prix tendanciellement bas sur le marché de gros). D'éventuelles futures baisses de prix de l'électricité bénéficieront aux PME et aux ménages, ainsi qu'aux grands clients restés à ce stade dans l'approvisionnement de base.
- Réduction des différences de prix entre les régions :
L'intensification de la concurrence réduira les actuelles différences dans les prix de l'énergie. En ce sens, nous relevons que le tarif « ménages » H4, varie selon les « Rohdaten Tarifierhebung Günstigstes Produkt 2019 » établies par la Commission fédérale de l'électricité (ElCom), entre 10,97 centimes / kWh et pas moins de 25,72 centimes / kWh (hors TVA), les Services industriels de Pully, Belmont, Lausanne et Paudex, ainsi que les Forces Motrices de l'Avançon SA et Romande Energie SA figurant parmi les 38 entreprises suisses d'approvisionnement en énergie (EAE) qui pratiquent les prix les plus élevés pour ce tarif H4.
Ces différences sont d'autant plus étonnantes que les fiches d'information « Révision de la LApEI » établies par l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) mentionnent que, *aujourd'hui, cinq sixièmes (plus de 80%) de l'électricité consommée en Suisse sont déjà acquis sur le marché libre et que les clients finaux captifs consomment la moitié des quelque 60 milliards de kilowattheures d'électricité consommés chaque année en Suisse.*
- Choix de leur électricité par les consommateurs finaux :
Les consommateurs finaux peuvent choisir leur électricité et, par exemple, continuer d'acquérir des énergies renouvelables provenant de leur canton d'origine même après avoir déménagé.
- Effets dynamiques positifs sur la branche de l'électricité
De nouvelles offres plus spécifiques aux clients apparaîtront et la pression vers l'efficacité augmentera sur le versant des achats (acquisitions conjointes).

4. Conclusions politiques

Sur la base de nos remarques aux points 1. et 3. susmentionnés, le Centre Patronal soutient la révision de la loi fédérale sur l'approvisionnement en électricité / LApEI pour ce qui concerne l'ouverture complète du marché de l'électricité, indépendamment de la possible ratification de l'accord institutionnel avec l'UE, dont dépend très probablement la conclusion d'un accord sur l'électricité avec cette dernière.

Nous soutenons également la régulation dite Sunshine, qui accroît la transparence, ainsi que la « rétribution » des consommateurs qui acceptent de flexibiliser leur consommation d'électricité (valorisation financière du comportement de consommation).

Par ailleurs, nous soutenons la création d'une réserve de stockage, assurée par toutes les techniques actuelles et futures, car elle servira la sécurité d'approvisionnement - en fin d'hiver - à court et moyen terme. Mais nous relevons qu'une telle réserve n'entraîne aucun investissement supplémentaire et ne contribue ainsi pas à réduire la probabilité de survenance de situations de pénurie d'électricité. En ce sens, nous partageons en partie les craintes de l'Association des Entreprises électriques Suisses (AES), qui souligne que les mesures proposées pour assurer la sécurité d'approvisionnement de la Suisse en électricité ne vont pas assez loin. Il s'agira de tenir compte de la réduction massive des capacités de production au niveau européen d'ici vingt ans, réduction qui aura un impact négatif sur la capacité d'importation en courant de notre pays, qui connaît toujours une forte croissance démographique (63'000 habitants supplémentaires en 2017)

A l'inverse, nous nous opposons à la régulation des produits et des prix dans l'approvisionnement de base. Nous relevons en effet que, si un approvisionnement de base est maintenu en cas d'ouverture complète du marché, il faudrait renoncer à réguler aussi bien les prix que les produits. Car il existerait suffisamment de possibilités de substitution et les clients finaux auraient chaque année la possibilité d'opter pour l'approvisionnement de base ou le quitter.

Enfin, nous nous opposons à l'extension de l'obligation de renseigner vis-à-vis des autorités et à la transmission de données entre les autorités et vis-à-vis de Swissgrid en tant qu'actrice du marché, l'obligation de renseigner devant se limiter à l'exécution de la loi.

En vous remerciant de l'attention que vous voudrez bien porter à cette prise de position, nous vous prions d'agréer, Madame, Monsieur, l'assurance de notre considération distinguée.

Centre Patronal



Patrick Eperon

Bundesamt für Energie
Sektion Marktregulierung
3003 Bern

Per E-Mail an:
stromvg@bfe.admin.ch

Wirtschaftspolitik

Philipp Bregy
Ressortleiter Energie

Pfingstweidstrasse 102
Postfach
CH-8037 Zürich
Tel. +41 44 384 48 04

p.bregy@swissmem.ch
www.swissmem.ch

Zürich, 31. Januar 2019

Revision des Stromversorgungsgesetzes – Stellungnahme

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Gelegenheit, zur Revision des Stromversorgungsgesetzes Stellung zu nehmen. Swissmem ist der führende Verband für KMU und Grossfirmen der schweizerischen Maschinen-, Elektro- und Metall-Industrie (MEM-Industrie) und verwandter technologieorientierter Branchen. Swissmem fördert die nationale und internationale Wettbewerbsfähigkeit ihrer rund 1'100 Mitgliedfirmen durch wirkungsvolle Interessenvertretung, bedarfsgerechte Dienstleistungen, gezielte Vernetzung sowie arbeitsmarktgerechte Aus- und Weiterbildung der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter der MEM-Industrie.

Die Schweizer MEM-Industrie ist eine facettenreiche und innovative Hightech-Branche, die in sämtlichen Lebens- und Wirtschaftsbereichen leistungsstarke Lösungen anbietet. Sie erwirtschaftet 7,3 Prozent des Bruttoinlandproduktes (2017) und nimmt damit in der schweizerischen Volkswirtschaft eine Schlüsselstellung ein. Die Branche ist mit rund 320'000 Beschäftigten die grösste industrielle Arbeitgeberin der Schweiz und leistet mit Ausfuhren im Wert von 66,7 Milliarden Franken fast einen Drittel der gesamten Güterexporte. 60 Prozent der ausgeführten Güter der MEM-Industrie werden in die EU exportiert.

Zentrale Anliegen für die exportorientierten Swissmem-Unternehmen sind einerseits, dass sie **Strom zu wettbewerbsfähigen Preisen** beziehen können und andererseits, dass sowohl die **Versorgungssicherheit wie auch die Versorgungsverfügbarkeit (stabiler Netzbetrieb) gewährleistet sind**. Die Schlussfolgerungen aus dem BFE-Bericht «Modellierung der System Adequacy in der Schweiz im Bereich Strom» vom 1. Februar 2018 bilden die Basis für unsere Einschätzungen zur Gesetzesvorlage. Wir stellen aber auch fest, dass die Modellierungen bereits von einer vollständigen Integration des Schweizer Stromsystems in das europäische Verbundsystem ausgehen. In Kombination mit der vorsichtigeren Einschätzung von ElCom und Swissgrid bezüglich Gewährleistung der Versorgungssicherheit **kommt der raschen Umsetzung eines Stromabkommens mit der EU höchste Priorität zu**.

Swissmem begrüsst die Stossrichtung des revidierten Stromversorgungsgesetzes mit der vollständigen Öffnung des schweizerischen Strommarktes, der Schaffung einer Speicherreserve zur Bewältigung kritischer Versorgungssituationen, den Optimierungen im Bereich der Netzregulierung sowie den Liberalisierungsbestrebungen im Messwesen.

A) Allgemeine Bemerkungen

1. Zweiter Marktöffnungsschritt und marktnahes Modell

Swissmem begrüsst den zweiten Marktöffnungsschritt respektive die vollkommene Öffnung des Strommarktes für die Endverbraucher. Die vollständige Marktöffnung ist aus volkswirtschaftlicher Sicht notwendig, denn sie **schafft die Grundlage für die Entwicklung kundenorientierter Dienstleistungen**, gerade auf Basis der zunehmenden Digitalisierung. Vor dem Hintergrund einer rasch fortschreitenden Transformation der Energiewirtschaft trägt dies zur Stärkung der Innovationskraft und Wettbewerbsfähigkeit der Strombranche bei. Ferner stellt die Marktöffnung eine **Voraussetzung für den Abschluss eines Stromabkommens mit der EU** dar. Der Zugang zum EU-Binnenstrommarkt trägt infolge höherer Liquidität von Kurzfristprodukten sowie dem Einbezug von Schweizer Netzelementen in westeuropäische Kapazitätsberechnungen massgeblich zur **Gewährleistung der Schweizer Netzsicherheit und damit zur Erhöhung der Versorgungsverfügbarkeit** in der Schweiz bei.

Swissmem bejaht das **Recht auf Grundversorgung** für kleine Endversorger und **anerkennt die Einführung eines Standard-Energieprodukts** («Default» bevorzugt einheimische und erneuerbare Energie) **in Kombination mit einer Opting-Out-Möglichkeit** für Endverbraucher. Dies entspricht der Umsetzung eines marktnahen Modells, was nach unserem Dafürhalten auch der heimischen Wasserkraft nützt (gemäss Art. 30, Abs. 5 des Energiegesetzes). Damit **erübrigen sich weitere Beiträge an die Kraftwerksbetreiber**.

Die **Preisregulierung in der Grundversorgung ist jedoch nicht nötig**. Endverbraucher erhalten mit der vollständigen Marktöffnung die Möglichkeit, ihren Anbieter frei zu wählen. Damit können Endverbraucher bei Unzufriedenheit die Grundversorgung verlassen. Unabhängig von einer Preisregulierung sollte in der Grundversorgung – analog zum Vorschlag bei der Ersatzverordnung – **ausschliesslich eine Missbrauchsaufsicht** gelten. Diese kann mit geringerem regulatorischen und administrativen Aufwand sichergestellt werden als die vorgeschlagene Preisregulierung. Ferner tendiert die EU dazu, Tarifregulierungen gänzlich zu verbieten. Entsprechend sollte **hinsichtlich der Kompatibilität des neuen Stromversorgungsgesetzes mit einem EU-Stromabkommen keine neuen Hürden** eingebaut werden.

In Ergänzung zur konkreten Gesetzesvorlage über die Marktöffnung möchten wir auf folgende grundsätzliche Aspekte hinweisen, welche zur Steigerung der Systemeffizienz und einer Kostenreduktion im Netzbereich beitragen:

- **Stärkung der Fahrplanteure:** Das Setzen von Ausgleichsenergie-Preissignalen schafft für Bilanzgruppenbetreiber höhere Anreize zur Verbesserung der Prognosequalität sowie für Anpassungen im Intraday-Handel. Von einer höheren Systemeffizienz und -stabilität profitieren alle Akteure im Energieversorgungssystem.
- **Schaffung von gesetzlichen Grundlagen für die rasche Entwicklung eines technologieoffenen Flexibilitätsmarktes:** Parallel zur Marktöffnung für Verbraucher sollten die Inhaber von Flexibilität, in Zukunft zunehmend die Nachfrageseite, stärker in die Energiewirtschaft einbezogen werden. Eine erhöhte, markt- und netzorientierte Nutzung von Flexibilität auf der Nachfrageseite wirkt sich bezüglich vielen Herausforderungen in der Transformation der Energiewirtschaft positiv aus (z.B. Integration neue Erneuerbare, Erhöhung Versorgungsverfügbarkeit und -sicherheit).

2. Speicherreserve

Swissmem begrüsst die **Einführung einer Speicherreserve**. Swissmem hat sich stets für eine hohe Versorgungssicherheit für den Werkplatz Schweiz eingesetzt. Die Reserve hat Versicherungscharakter und ihre Beschaffung erfolgt transparent und marktorientiert. Die vorgeschlagene Speicherreserve entspricht konzeptionell einem zusätzlichen Regelleistungsprodukt, wie es Swissgrid im Rahmen der Systemdienstleistungen (SDL) seit 2008 beschafft. Obwohl im Unterschied zu den SDL-Ausschreibungen Energie und nicht Leistung kontrahiert wird, können Beschaffungsprozesse, die operative Abwicklung sowie die Vergütung und Sanktion bei Nichterfüllung mit geringem Aufwand von den SDL-Mechanismen auf die Speicherreserve angepasst werden. Entsprechend fällt der **Einfluss auf den Energy-only-Markt (EOM) wie auch der notwendige Regulierungsaufwand für eine Speicherreserve geringer aus, als bei alternativen, im Vorfeld diskutierten Mechanismen**.

Swissmem **beantragt eine vollständig technologie neutrale Ausschreibung der Speicherreserve**. Zur Teilnahme berechtigt sollen alle Anbieter sein, welche die von Swissgrid veröffentlichten technischen und betrieblichen Teilnahmekriterien (Präqualifikationsbedingungen) erfüllen. Anbieter von Nachfrageflexibilität sollten bereits ab Einführung der Speicherreserve teilnahmeberechtigt sein. Dies setzt Anreize, um entsprechende Nachfrageflexibilität (DSM-Potenzial) zu identifizieren und zu vermarkten. Ferner zeichnen sich durch Power-to-X Technologien Möglichkeiten ab, über die Sektorkopplung resp. die Netzkongvergenz (z.B. Strom- und Gasnetze) neue Reservepotenziale zu erschliessen. Neben einer Diversifikation der Speicherreserve bezüglich den Energieträgern, tragen genannte Entwicklungen grundsätzlich zur Erhöhung der Versorgungssicherheit bei.

3. Optimierungen in der Netzregulierung

3.1 Leistungsbasierte Tarife

Swissmem **begrüssst die stärkere Gewichtung der Leistungskomponente** für die Berechnung des Netznutzungstarifs und damit neu eine **verursachergerechtere Allokation der Netzkosten auf Endverbraucher**. Wir sind gleichzeitig überzeugt, dass ein DSM-Potenzial erschlossen werden kann, um sich netzdienlicher zu Verhalten und damit individuelle und indirekt systembedingte Netzkosten zu senken. Die Höhergewichtung der Leistungskomponente hat folglich eine lenkende Wirkung, indem sie ein netzdienlicheres Verhalten belohnt. Zusammen mit der Einführung verursachergerechterer Beiträge der Endverbraucher zur Netznutzung muss auch der Druck auf Verteilnetzbetreiber erhöht werden, mit konkreten und verbindlichen Massnahmen in ihrem Einflussbereich zur Kostenreduktion bei Ausbau und Betrieb der Netzinfrastruktur beizutragen (siehe Anmerkungen unter nachfolgendem Kapitel 3.2, Sunshine Regulierung). Schliesslich eröffnet das mit fortschreitender Digitalisierung steigende Potenzial von intelligenten Massnahmen in ähnlichem Masse neue Opportunitäten für Endverbraucher wie auch für Netzbetreiber.

3.2 Sunshine-Regulierung

Swissmem **begrüssst die Transparenz- und Vergleichsvorgaben** im Bereich der Verteilnetzbetreiber hinsichtlich einer längst fälligen Effizienzsteigerung im Netz resp. einer Senkung der Netzkosten. Da die Netzbetreiber ein natürliches Monopol innehaben und die Endverbraucher ihren Netzanbieter nicht wechseln können, ist es zwingend, dass der Regulator auch über eine ausreichende Datengrundlage zur Wahrnehmung seiner Aufsichtsfunktion verfügt.

Swissmem **beantragt konkrete Vorgaben oder Ziele zur angestrebten Kostenreduktion** im Netzbereich. Wir anerkennen, dass mit der Sunshine-Regulierung bei den Netzbetreibern ein höherer Druck hinsichtlich Effizienz und Kostensenkung aufgebaut wird. Netzentgelte machen

bei den Endverbrauchern einen wesentlichen Teil der Energiekosten aus. Insbesondere die Preise für Lastgangmessungen liegen gemäss dem ElCom-Bericht «Messkosten in der Schweiz, Bericht zur Auswertung der Messkostenerhebung 2017», zum Teil deutlich über den zugehörigen Kosten. Entsprechend ist es angebracht, konkrete und wo möglich messbare Zielvorgaben zur Kostenreduktion vorzugeben. Diese erlauben es, die Wirkung der beschlossenen Massnahmen sowohl bezüglich der quantitativen Kostenreduktion und allenfalls bezüglich ihrer terminlichen Umsetzung zu prüfen. Zusätzlich liegen für die Beurteilung, ob und zu welchem Zeitpunkt zusätzliche Massnahmen wie die Einführung einer Anreizregulierung notwendig werden, klare Entscheidungsgrundlagen vor.

3.3 Nutzung der Flexibilität

Swissmem **begrüss**t die neuen Regeln über die Nutzung von Flexibilität. Die Entwicklung eines Flexibilitätsmarktes und damit der stärkere Einbezug der Nachfrageseite zur Bewältigung der künftigen Herausforderungen **erachten wir als zwingend nötig und volkswirtschaftlich sinnvoll**. Bisher wurde der Strombedarf durch die Verbraucher vorgegeben und die Erzeugung hat sich danach gerichtet. Ein Ausbau der erneuerbaren Energien (v.a. PV) führt zu einer Zunahme stochastischer Produktion, wobei deren Netzintegration im Sinne der Systemeffizienz mit lokaler Flexibilität auf der Nachfrageseite unterstützt werden kann. Mittels intelligenter Steuer- und Regelsysteme lässt sich Flexibilität markt- oder netzdienlich einsetzen. Das technische Potenzial nimmt mit fortschreitender Digitalisierung zu (ICT, IoT, M2M, Data-Analytics). Das ökonomische Potenzial von Flexibilität wird mit zunehmend stochastischer und dezentraler Einspeisung ebenfalls steigen. Entsprechend sind die Schaffung der gesetzlichen Grundlagen und Rahmenbedingungen für die Entwicklung eines Flexibilitätsmarktes zentral.

Swissmem **beantragt**, dass Inhabern von Flexibilität auf der Nachfrageseite in gleichem Masse wie den konventionellen Erzeugern die Handlungsfreiheit zuzugestehen ist, ihre Leistungen ertragsoptimiert in verschiedenen Märkten einzusetzen (Spotmarkt, Intraday, Regelenenergiemarkt von Swissgrid oder netzdienlich für den Verteilnetzbetreiber). Wir begrüssen die Regelungen, wonach die Flexibilitätsinhaber durch den Verteilnetzbetreiber angemessen vergütet werden müssen, sofern dieser auf Nachfrageflexibilität zurückgreift. Swissmem geht davon aus, dass, falls der Verteilnetzbetreiber Nachfrageflexibilität kontrahiert, sich die «angemessene Vergütung» an den Opportunitätskosten des Flexibilitätsinhabers orientiert.

4. Liberalisierung Messwesen

Swissmem **unterstützt die vorgeschlagene Teilliberalisierung im Messwesen**. Das BFE räumt im erläuternden Bericht zur Vorlage ein, dass die Preise der von den Netzbetreibern erbrachten Dienstleistungen teilweise sehr hoch sind und für die Lastgangmessung deutlich über den entsprechenden Kosten liegen. Die **Schaffung von Wettbewerb im Messwesen eröffnet Potenzial hinsichtlich einer Kostenreduktion und einer Qualitätssteigerung bei der Messdienstleistung**. Eine Liberalisierung im Messwesen sollte vor allem mit einer Verbesserung der Prozessstabilität und –Qualität im Datenaustausch zwischen den Akteuren kombiniert werden.

Swissmem **beantragt unabhängig von Liberalisierungsbestrebungen im Messwesen die Einführung eines zentralen Datenregisters (Datahub light)**. Das aktuelle dezentrale Datenaustauschmodell («jeder Marktteilnehmer mit jedem») kann die hohen Anforderungen an die Datenqualität teilweise nicht erfüllen und erschwert die Steigerung des Automatisierungsgrads im Datenaustausch. Die Transformation des Energiesystems und innovative Dienstleistungen basieren zunehmend auf der Erfassung und Analyse von Daten. Die volle **Markttöffnung und das flächendeckende Smart-Meter-Rollout werden die Menge und den Bedarf an auszutauschenden Daten vervielfachen**. Erwähnte Probleme werden sich akzentuieren und den Druck auf eine grundsätzliche systemische Anpassung erhöhen. Zudem lässt sich im Ausland

in liberalisierten Strommärkten mit hoher Maturität ein Trend zu zentralen Datenaustauschplattformen erkennen. Swissmem unterstützt die Analyse, Schlussfolgerung und Vorgehensempfehlung des BFE-Berichts «Datahub Schweiz» vom 1. Oktober 2018. **Ein Messdatenhub bietet den grössten volkswirtschaftlichen Nutzen**, verbessert Datenqualität und -zugang, erhöht Effizienz über Automatisierung und Digitalisierung und **unterstützt so neue, digitalisierte Geschäftsmodelle**. Der Datahub light sollte zeitnah unter neutraler Governance so ausgestaltet werden, dass er möglichst **rasch nach dem flächendeckenden Einsatz intelligenter Messsysteme eine Funktionalitätserweiterung auf einen Messdatenhub** zulässt. Aufgrund des beschlossenen Fahrplans zum Smart-Meter-Rollout einerseits und möglichen Interessenkonflikten der Branche andererseits, soll der Messdatenhub erst mittelfristig durch eine Branchenlösung abgelöst werden. Das strukturierte, schrittweise Vorgehen reduziert Umsetzungsrisiken eines sehr komplexen Projektes. Gleichzeitig werden Markteintrittsbarrieren gesenkt und ein anlaufender Wettbewerb unterstützt.

B) Detailbemerkungen

Nachfolgend finden sich die Swissmem-Änderungsanträge auf Stufe der Gesetzesartikel.

Art. 6 Grundversorgung

Absatz 3:

~~Die Elektrizitätsstarife Elektrizitätspreise der Grundversorgung müssen für ein Jahr fest und für Endverbraucher mit gleichartiger Verbrauchscharakteristik einheitlich sein. Sie gelten als angemessen, wenn sie sich im Rahmen der Marktpreise vergleichbarer Elektrizitätsprodukte des betreffenden Jahres (Vergleichsmarktpreise) bewegen.~~

Begründung:

Da Endverbraucher in der Grundversorgung die Möglichkeit haben, ihren Anbieter frei zu wählen, ist eine Preisregulierung innerhalb der Grundversorgung nicht nötig. Zudem führt die Erhebung und die Angemessenheitsprüfung von Vergleichsmarktpreisen zu einem unnötigen administrativen Aufwand. Ferner könnte die Preisregulierung eine neue Hürde darstellen hinsichtlich dem Abschluss eines Stromabkommens mit der EU.

Absatz 4:

Der Bundesrat regelt die Einzelheiten; insbesondere legt er fest:

- ~~a. die Grundsätze für die Ermittlung der Vergleichsmarktpreise;~~
- b. den Mindestanteil der erneuerbaren Energie am Standardelektrizitätsprodukt.*

Begründung:

Die Streichung ist eine Konsequenz aus der Änderung in Absatz 3. Ohne Preisregulierung in der Grundversorgung ist die Festlegung der Vergleichsmarktpreise obsolet.

Art. 8a Speicherreserve für kritische Versorgungssituationen

Absatz 2:

Zur Teilnahme an der Reserve berechtigt sind ans Schweizer Netz angeschlossene Anbieter, welche die technischen und betrieblichen Anforderungen an die Vorhaltung und Erbringung von

~~Speicherreserve erfüllen, wie z.B. Speicherkraftwerks- und Speicherbetreiber, mit ans Schweizer Netz angeschlossenen Speichern, bei denen Energie in Elektrizität umgewandelt werden kann. Die teilnehmenden Betreiber werden jährlich mittels Ausschreibung ermittelt.~~

Begründung:

Um die Technologieneutralität bei der Ausschreibung der Speicherreserve sicherzustellen, sollte keine abschliessende Aufzählung von Teilnahmeberechtigten ins Gesetz geschrieben werden. Zur Teilnahme berechtigt sollen alle Anbieter sein, welche dafür grundsätzlich in Frage kommen (Erfüllung allfälliger Präqualifikationsbedingungen, resp. technische und betriebliche Teilnahmebedingungen von Swissgrid). In Analogie zu den Systemdienstleistungen sollen die Präqualifikationsbedingungen von Swissgrid veröffentlicht werden. Hinsichtlich potenziellen, künftigen Anbietern von Speicherreserve sind beispielhaft folgende Entwicklungen nennenswert:

- Power-to-X-Anlagen ermöglichen eine Sektorkopplung und tragen damit zur Erschließung von zusätzlichem Reservepotenzial bei. Werden alternative Energieträger wie Wasserstoff oder synthetisches Gas wieder in Elektrizität umgewandelt, trägt dies auch zu einer bezüglich Energieträgern physikalisch diversifizierten Reservehaltung bei. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass sich die Sektorkopplung positiv auf die Versorgungssicherheit auswirkt.
- Das Pooling von Nachfrageflexibilität resp. Demand Side Management (DSM) eröffnet auf verschiedenen Netzebenen Handlungsspielraum. Sind Anbieter von Nachfrageflexibilität von Beginn weg teilnahmeberechtigt, setzt dies konkrete Anreize, um entsprechendes DSM-Potenzial zu identifizieren und verfügbar zu machen.

Zur Periodizität von Ausschreibungen (z.B. jährlich) für die Ermittlung der an der Speicherreserve teilnehmenden Betriebe verweisen wir auf die Begründung zum folgenden Absatz 4, Buchstabe a.

Absatz 4:

Die nationale Netzgesellschaft nimmt die ~~jährliche~~ operative Abwicklung der Reserve vor. Sie hat insbesondere folgende wiederkehrenden Aufgaben:

- a. Sie legt die Periodizität, die Modalitäten der Ausschreibung, einschliesslich der Eignungs- und Zuschlagskriterien, sowie die Modalitäten des Abrufs fest.*
- b. Sie führt die Ausschreibung durch und ermittelt so die teilnehmenden Betreiber, ~~soweit sinnvoll auch für mehr als ein Jahr~~, und schliesst mit ihnen eine Vereinbarung.*
- c. Sie überwacht die Einhaltung der Vorhaltepfllichten.*

Begründung:

Zu Buchstabe a: Die Periodizität von Ausschreibungen für die Ermittlung der an der Speicherreserve teilnehmenden Betreiber bedarf keiner expliziten Regelung auf Gesetzesebene. Hingegen soll die dafür zuständige Behörde definiert werden. Allfällig notwendige, weitere Regelungen sind auf Verordnungsstufe festzulegen.

Zu Buchstabe b: Die Bewirtschaftungsstrategie von Wasserkraft-Speicherkraftwerken orientiert sich am hydraulischen Jahr, jene von alternativen Speicherbetreibern und Anbietern von DSM an deutlich kürzeren Perioden. Die Liquidität bzgl. Anbieter von Speicherreserve ist hinsichtlich günstiger Beschaffungskosten und der Qualität der Versicherung möglichst hoch zu halten. Um bei der Speicherreserve ein Klumpenrisiko zu verhindern (Speicherreserve nur durch einzelne Kraftwerksbetreiber sichergestellt), ist von Mehrjahresvereinbarungen abzusehen.

Absatz 6, Buchstabe e:

Kriterien für ~~einen Preisaufschlag analog zur Ausgleichsenergie~~ eine faire Solidarisierung der Abrufkosten für Speicherreserve.

Begründung:

Ein Preisaufschlag analog zur Ausgleichsenergie impliziert, dass der Abruf der Speicherreserve und damit die fehlende Markträumung auf ein Verschulden der unterdeckten Bilanzgruppen zurückzuführen ist. Diese haben darauf jedoch keinen Einfluss. Die Unausgeglichenheit einer Bilanzgruppe hängt nicht nur von ihren Fähigkeiten oder ihrem Engagement ab, sondern kann rein zufällig bedingt sein. Da der Abruf von Speicherreserve mit vertretbarem Aufwand kaum einzelnen Verursachern nachzuweisen ist, sollten die Abrufkosten der Speicherreserve solidariert werden.

Absatz 6, Buchstabe f:
streichen

Begründung:

Die Streichung ist eine Konsequenz aus der Änderung in Absatz 2. Anbieter von Nachfrageflexibilität wären bereits teilnahmeberechtigt.

Art. 15 Anrechenbare Netzkosten

Absatz 2, Buchstabe d:
streichen

Begründung:

Gemäss erläuternder Bericht sind nur die Kosten für «netzdienliche» Flexibilität anrechenbar. Für die Bereitstellung von Regelleistung wird Flexibilität netzdienlich genutzt. Der Sachverhalt ist also bereits in Buchstabe a geregelt. Falls in Buchstabe d die Nutzung von Flexibilität durch Verteilnetzbetreiber (VNB) gemeint ist, müsste das spezifiziert werden. In diesem Fall dürfen die Kosten für die Nutzung von Flexibilität durch VNB nicht anrechenbar sein, da die VNB sonst Drittanbieter (z.B. Aggregatoren, Regelleistungspools) immer überbieten können. Dies bedeutet eine Wettbewerbsverzerrung und widerspricht unserem Verständnis nach der Entwicklung eines erzeuger- und nachfrageseitigen Flexibilitätmarktes.

Absatz 3^{bis}:

Der Bundesrat regelt, unter welchen Bedingungen und in welchem Umfang folgende Kosten anrechenbar und wie sie den Betriebs- und Kapitalkosten zuzuordnen sind:

a. die Kosten intelligenter Steuer- und Regelsysteme, einschliesslich eines angemessenen Betriebsgewinns;

[...]

d. ausnahmsweise die Kosten innovativer Massnahmen (z.B. Pilotprojekte) für intelligente Netze mit bestimmten Funktionalitäten.

Begründung:

Zu Buchstabe a: Die Kosteneffizienz im Netz soll weiter gesteigert werden. Dazu leisten intelligente Steuer- und Regelsysteme einen wesentlichen Beitrag. Im Gegensatz zu kapitalintensiven physikalischen Netzausbauten verursachen intelligente Systeme zur optimalen Auslastung bestehender Netzinfrastruktur kaum Kapitalkosten, wohl aber Betriebskosten. Die Gesetzesvorlage sieht nur bei den anrechenbaren Kapitalkosten explizit einen angemessenen Betriebsgewinn vor. Swissmem fordert bzgl. wirtschaftlichen Anreizen mindestens eine Gleichbehandlung von Investitionen in intelligente Massnahmen wie für leitungsgebundene Infrastrukturausbauten.

Zu Buchstabe d: Die Realisierung von innovativen Massnahmen für intelligente Netze bedarf neben einer komplexen theoretischen Simulation auch einer oft ressourcenintensiven praktischen Prüfung, resp. der Durchführung von Pilotprojekten. Ein erfolgreicher Praxisbeweis ist die wesentliche Voraussetzung für die weitere Verbreitung «smarter» Massnahmen. Überlegungen zur Kostenanrechenbarkeit durch den Bundesrat sind für die Umsetzung entsprechender Projekte zentral.

Art. 17a Zuständigkeit für die Messung

Swissmem unterstützt die Teilliberalisierung im Messwesen und fordert die Einführung eines zentralen Datenregisters (siehe Kapitel 4). Dazu sind u.E. folgende Regelungen aufzunehmen:

NEU: Absatz 4:

Der Bundesrat erlässt Vorschriften über die Einrichtung eines zentralen Datenregisters.

NEU: Absatz 5:

Netzbetreiber und weitere Akteure sind verpflichtet, die vorgeschriebenen Daten fristgerecht im Register zu speichern.

NEU: Absatz 6:

Berechtigten Akteuren ist der diskriminierungsfreie Zugriff auf die Daten jederzeit zu gewährleisten.

Art. 17b^{ter} Datenaustausch und Informationsprozesse

Absatz 1:

~~Die Netzbetreiber sowie die beauftragten Messstellenbetreiber und Messdienstleister stellen einander und den weiteren Beteiligten einem zentralen Datenregister rechtzeitig und unentgeltlich alle Daten und Informationen zur Verfügung, die zur Durchführung der gesetzlich vorgesehenen Aufgaben und Prozesse nötig sind.~~

Begründung:

Diese Anpassung ist eine Konsequenz aus den vorgeschlagenen Änderungen in Artikel 17a, Abs. 4, 5 und 6.

Art. 20

Absatz 2 Buchstabe b:

Insbesondere hat sie folgende Aufgaben:

b. Sie ist für das Bilanzmanagement verantwortlich und stellt die weiteren Systemdienstleistungen einschliesslich Bereitstellung von Regelenergie sicher. Sofern sie die Systemdienstleistungen nicht selber erbringt, beschafft sie diese nach marktorientierten, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren. ~~Verbrauchsseitig berücksichtigt sie dabei vorab Angebote mit effizienter Energienutzung.~~

Begründung:

Verbrauchsseitige Angebote dürfen gegenüber konventionellen Erzeugern nicht benachteiligt werden. Pumpspeicherkraftwerke (PSW) tragen in wesentlich höherem Ausmass zur Erbringung von Systemdienstleistungen (SDL) bei als verbrauchsseitige Angebote. In Relation zur neuen Regelung über verbrauchsseitige Angebote mit effizienter Energienutzung müssten PSW ausweisen, ob und in welchem Ausmass für die SDL-Erbringung (direkt oder indirekt) Pumpspeisung notwendig ist und welche Güte (Energiequalität) der verwendete Pumpstrom aufweist. Ohne eine entsprechende Regelung liegt eine einseitige Benachteiligung verbrauchsseitiger Angebote vor. Unabhängig von der geforderten Gleichbehandlung erscheint uns die neue Regelung in der Umsetzung nicht praktikabel. Eine inhaltlich ähnliche Regelung bzgl. vorrangiger Berücksichtigung von erneuerbarer Energien beim Abruf von SDL wurde infolge mangelnder Praktikabilität im vorliegenden Gesetzesentwurf aufgehoben (Art. 20, Abs. 3 des aktuellen Stromversorgungsgesetzes).

Artikel 22a Veröffentlichung von Qualitäts- und Effizienzvergleichen

Absatz 3:

Das BFE evaluiert die Vergleiche alle vier Jahre in einem Bericht. Sind keine genügenden Effizienzsteigerungen zur Erreichung der vom BFE veröffentlichten Zielvorgaben bzgl. Kosteneinsparungen im Netzbereich ~~mit entsprechenden Auswirkungen auf die Netzkosten~~ feststellbar, so unterbreitet der Bundesrat der Bundesversammlung einen Erlassentwurf für die Einführung einer Anreizregulierung.

Begründung:

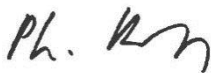
Die angestrebten Effizienzsteigerungen und entsprechenden Kostensenkungen im Netzbereich müssen konkreter spezifiziert (qualitativ) und evtl. quantifiziert werden. Ansonsten fehlt ein Zielrahmen zur Beurteilung der Effizienzsteigerungen wie auch für die Beurteilung einer allfälligen Einführung einer Anreizregulierung.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme und die Prüfung unserer Anträge. Für Fragen steht Ihnen Philipp Bregy gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse



Dr. Stefan Brupbacher
Direktor



Philipp Bregy
Ressortleiter Energie

Bundesamt für Energie
Sektion Marktregulierung
3003 Bern

per Email an: stromvg@bfe.admin.ch

Bern, 31.01.2019

Revision des Stromversorgungsgesetzes (volle Strommarktöffnung, Speicherreserve und Modernisierung der Netzregulierung)

Sehr geehrte Damen und Herren

Die IG Detailhandel Schweiz bedankt sich für die Gelegenheit, zur geplanten Revision des Stromversorgungsgesetzes Stellung nehmen zu können. Als grosse Detailhandelsunternehmen sind die Mitglieder der IG Detailhandel an einer pragmatischen und wirkungsorientierten Energiepolitik interessiert. Als Mitglied der Gruppe Grosser Stromkunden (GGS) unterstützen wir die Stellungnahme der GGS.

Nachfolgend erläutern wir gerne die wichtigsten Anliegen der IG Detailhandel:

1. JA zum Energy-Only-Markt

Die IG Detailhandel befürwortet den Energy-Only-Markt (EOM). Für ein gutes Funktionieren des EOM-Marktmodells sind eine hohe Liquidität von Kurzfristprodukten am Spotmarkt und ein reibungsloser Zugang zum Strommarkt der EU sehr wichtig. **Dazu braucht es ein Stromabkommen.**

2. Speicherreserve – ein unnötiger Eingriff in die Wirtschaftsfreiheit

Eine Speicherreserve lehnt die IG Detailhandel strikte ab. Eine solche würde nicht die erhoffte Wirkung erzielen und unnötige Kosten verursachen. Eine Speicherreserve entzieht **de facto die verfügbare Energie in den Speichern der normalen Bewirtschaftung am Markt**. Eine Speicherreserve geht von einem Versagen des Marktes aus und würde in ihrer Wirkung die Bilanzgruppenverantwortlichen aus ihrer Pflicht entlassen, für eine ausgeglichene Bilanzgruppe zu sorgen. Als wichtigste Massnahme für die Gewährleistung der langfristigen Stromversorgungssicherheit erachten wir eine bessere Anbindung an den europäischen Strombinnenmarkt. Dazu braucht es ein Stromabkommen mit der EU.

Als Alternative zu einer Speicherreserve wäre die Möglichkeit zu prüfen, in versorgungskritischen Situationen Last vom Netz zu nehmen, statt mit der Reservekapazität Strom zu produzieren. Eine solche Massnahme wäre sehr viel robuster und flexibler als ein begrenzter Energienotvorrat. Bestimmte (Gross-) Verbraucher könnten vorübergehend und gegen Abgeltung ihrer Opportunitätskosten auf Strombezug verzichten (müssen).



3. Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Wasserkraft erhalten

Nach dem Wegfall der inländischen Kernkraft wird die Schweizer Wasserkraft noch deutlicher als bislang zum wichtigsten Stromproduzenten im Land. Damit sie diese Rolle auch in Zukunft ausfüllen kann, müssen die Rahmenbedingungen so gestaltet werden, dass in den Erhalt und einen massvollen Ausbau investiert wird. Gegenwärtig ist dies nicht mehr der Fall, weil auf der Kostenseite die Wasserzinsen in keinem vernünftigen Verhältnis zum Ertrag stehen, der mit der Wasserkraft erzielt werden kann. Den Konzessionären ist es kaum mehr möglich, eine Rendite zu erzielen, während die meisten konzedierenden Gemeinwesen auf der gesetzlich fixierten Maximalabgabe bestehen und damit das Äquivalenzprinzip verletzen. Trotzdem hat das Parlament eine Anpassung der Wasserzinsen an die wirtschaftlichen Gegebenheiten abgelehnt und will, dass die Frage zusammen mit der Revision StromVG gelöst wird. Mit der jetzigen Vorlage müssen daher gleichzeitig im Wasserrechtsgesetz (WRG) die Bestimmungen zum Wasserzins geändert werden.

4. Vollständige Marktöffnung ist überfällig

Die IG Detailhandel begrüsst die vollständige Marktöffnung. Diese ist längst überfällig. In der Schweiz behindert die Teilmarktöffnung den notwendigen Strukturwandel in der Branche und blockiert innovative Marktangebote, mit denen die Energiestrategie 2050 vorwärtsgebracht werden könnte. Die vollständige Marktöffnung gilt zudem als eine Voraussetzung für ein EU-Stromabkommen und ein solches ist wichtig für die längerfristige Versorgungssicherheit.

5. Grundversorgung mit einheimischen, erneuerbaren Quellen bevorzugen

Die IG Detailhandel befürwortet den Vorschlag, in der **Grundversorgung Strom aus einheimischen erneuerbaren Quellen zu bevorzugen**. Allerdings ist es falsch, in einem vollständig liberalisierten Strommarkt Netzbetrieb und Stromlieferung beieinander zu halten und Netzbetreiber zur Lieferung von Energie in der Grundversorgung zu verpflichten. Für den Teil, der weiterhin in der Grundversorgung geliefert wird, ist es am effizientesten, wenn er aus einer einzigen Bilanzgruppe (BG) geliefert werden kann. Dem Betreiber dieser BG – eine Aufgabe die analog zur BG erneuerbare Energien (BG der KEV-geförderten Erneuerbaren) ausgeschrieben werden soll – können dann Vorgaben gemacht werden, wie die einheimischen erneuerbaren Energien zu berücksichtigen sind. Die Preisfindung am Vergleichsmarkt erübrigt sich damit. Im Unterschied zu Produkten, die am Markt angeboten werden, wäre der Tarif in der Grundversorgung weiterhin der Kostenkontrolle durch die ElCom unterstellt.

6. Keine Stromkennzeichnung auf Quartals- oder Monatsbasis

Der Erläuternde Bericht (S. 29) stellt eine Stromkennzeichnung auf Quartals- oder Monatsbasis in Aussicht. Dieses Vorhaben lehnt die IG Detailhandel entschieden ab. Eine Verkürzung der Nachweisperiode führt zu einem administrativen Mehraufwand und zu einer unnötigen Verteuerung der Endkundenpreise, ohne dass dabei Investitionsanreize für erneuerbare Energien geschaffen werden. Der Vorschlag würde auch Nachteile für die Schweizer Wasserkraft bedeuten: HKNs für Schweizer Wasserkraft würden im Sommer kaum Erlöse für die Kraftwerksbetreiber abwerfen und



im Winter unerschwinglich werden, was viele Kunden zu einem Ausweichen auf ausländische Zertifikate bewegen würde.

Die Stromkennzeichnung soll mit jährlichen HNKs erfolgen.

7. Netztarife mit stärkerer Gewichtung des Leistungsbezugs

Die stärkere Gewichtung des Leistungsbezugs bei den Netztarifen ist sachgerecht. Allerdings sollten im Gesetz die Grundsätze (gemäss Art. 14 Abs. 3 StromVG) festgehalten werden, die Details bezüglich Aufteilung der Tarife in Leistungs- und Arbeitskomponente sollten – falls überhaupt – in der Verordnung geregelt werden.

Bei der Verwertung von Flexibilitäten sehen wir noch ungelöste Zielkonflikte

zwischen den Interessen von Swissgrid, den Verteilnetzbetreibern und weiteren Akteuren, die Flexibilität nutzen wollen. Wir haben die Sorge, dass mit dem neuen Art. 15 Abs. 2 Bst. d. die Anrechenbarkeit für «die Kosten für die Nutzung von Flexibilität» in den Verteilnetzen eine neue Möglichkeit geschaffen wird, anrechenbare Kosten zu generieren. Die smarten Technologien ermöglichen zunehmend flexiblere Ansteuerungen von Verbrauchsgruppen. Es ist den Verteilnetzbetreibern überlassen, sich diese Flexibilität ggf. über differenzierte Tarife zu erschliessen. Dabei fallen keine Kosten an, die über das hinausgehen, was zum normalen Netzbetrieb gehört. Es fällt ein Nutzen an, in Form von besseren Steuerungsmöglichkeiten.

Falls hier eine andere Art der Nutzung von Flexibilitäten durch Verteilnetzbetreiber gemeint ist, etwa in Form von Kontrahierung von Flexibilität gegen Entgelt, müsste das spezifiziert werden. Aufgrund der Anrechenbarkeit der Kosten bei den Verteilnetzbetreibern würden damit alle Drittanbieter (z.B. Regelenergiepools) aus dem Markt gedrängt, weil letztere immer von den Verteilnetzbetreibern überboten werden können.

Wahrscheinlich braucht es Praxiserfahrung und ein iteratives Vorgehen bei der Regulierung. **Richtig ist, dass die Inhaber der Flexibilität entscheiden können, ob und wo sie diese zur Verfügung stellen wollen.**

Für die Belange der Energiestrategie innovations- und entwicklungshemmend ist die Tatsache, dass lokale batteriebasierte Elektrizitätsspeicher und sektorenkoppelnde Energiespeicher benachteiligt werden, weil sie für den Strombezug ab dem Netz im Gegensatz zu Pumpspeichern Netzentgelt und Abgaben bezahlen müssen, selbst dann, wenn sie system- und netzdienlich eingesetzt werden. Wegen der meistens nur eingeschränkt möglichen Unterscheidung zwischen marktorientierten und netzdienlichen Nutzungen von dezentralen Speichern in Verteilnetzen können diese nicht umfassend genutzt werden, was aus betriebs- und volkswirtschaftlicher Sicht nicht optimal ist und dem NOVA-Prinzip beim Ausbau von Verteilnetzen widerspricht.

8. Liberalisierung Messwesen mit besserer Datenqualität und -verfügbarkeit

Die Mitglieder der IG Detailhandel verfügen über mehrere tausend Messstellen und sind von der aktuell unbefriedigten Situation beim Messwesen besonders betroffen. Einerseits verlangen Netzbetreiber teilweise deutlich zu hohe Tarife für die Verbrauchsmessung, was auch die ElCom in ihrem letztjährigen Bericht zu den Messkosten bestätigt hat. Andererseits ist die Liefertreue und Qualität der Messdaten teilweise mangelhaft, was der Erstellung von präzisen Kurzfristprognosen und



damit der Ausgeglichenheit von Bilanzgruppen zuwiderläuft und letztendlich wiederum kostenrelevant ist. Die IG Detailhandel begrüsst daher eine Liberalisierung des Messwesens und zwar eine vollständige über alle Verbrauchsmessungen hinweg und inklusive des Messstellenbetriebs. **Eine Teilliberalisierung schafft neue Abgrenzungskonflikte und verhindert wie zuvor beim Netzzugang durchgängige effiziente Lösungen.**

Unabhängig von der Liberalisierung des Messwesens sollen Massnahmen implementiert werden, mit denen die Datenqualität und deren Verfügbarkeit verbessert werden können. Es sind verschiedene technische Lösungen denkbar, wichtig ist es ein System zu implementieren, das durchgängig ist und dass der Datenschutz gewährleistet werden kann. Sämtliche Stamm- und Messdaten sollen berechtigten Akteuren zeitnah und zuverlässig zur Verfügung gestellt werden. Dieser Sachverhalt soll explizit auf Gesetzesstufe vorgeschrieben werden. Gemäss einem kürzlich vom BFE publizierten Bericht wäre ein zentrales Datenregister aus heutiger Sicht die volkswirtschaftlich effizienteste Lösung für alle Beteiligten.

Beiliegend finden Sie die konkreten Anträge, Bemerkungen und Begründungen der GGS artikelscharf aufgeführt, welche wir vollumfänglich unterstützen. Wir weisen darauf hin, dass die Anträge implizieren, dass die zugehörigen Passagen im Erläuternden Bericht ebenfalls angepasst werden müssen, da letzterer bei späterer Auslegung des Gesetzes durch die Gerichte beigezogen werden kann.

Die IG Detailhandel Schweiz bedankt sich für die Berücksichtigung ihrer Überlegungen bei der weiteren Bearbeitung des Gesetzes.

Freundliche Grüsse

Thomas Mahrer

Leiter Wirtschaftspolitik
Coop Genossenschaft

Roland Stadler

Leiter Energiebeschaffung
Migros Genossenschafts-Bund

A-Post

Bundesamt für Energie
Sektion Marktregulierung
3003 Bern

Kontakt Kurt Lüscher
Handy 076 222 11 11
Mail kurt.luescher@powerloop.ch

Per E-Mail an: stromvg@bfe.admin.ch

Zürich, 31. Januar 2019

Vernehmlassung Revision Stromversorgungsgesetz (StromVG)

Sehr geehrte Frau Bundesrätin,
sehr geehrte Damen und Herren

Gerne nehmen wir namens des Verbands POWERLOOP Schweizerischer Fachverband zur Revision des Stromversorgungsgesetzes Stellung.

POWERLOOP Schweizerischer Fachverband ist Ende 2018 aus dem Zusammenschluss des Verbands Effiziente Energie Erzeugung (V3E) und des Schweizerischen Fachverbands für Wärmekraftkopplung (WKK-Fachverband) entstanden. Ziel dieser neuen Plattform ist die sichere und intelligente Energieversorgung der Schweiz, wie sie in der Energiestrategie 2050 beschlossen wurde. Gas, Strom und Wärme können für eine eigenständige und nachhaltige Versorgung der Schweiz sorgen, wenn sie in effizienten Kreisläufen verbunden werden. Wie der Verbandsname sagt: "in einem LOOP". POWERLOOP fördert die Verbreitung der entsprechenden Technologien.

Wir repräsentieren rund 100 Mitglieder: Hersteller, Lieferanten, Planer und Anwender von WKK-Anlagen, Sektoren (Bio-)Gas, Strom und Wärme übergreifende Versorgungsunternehmen, Technologieinteressierte, aber auch Vertreter von Universitäten und Hochschulen.

Einleitung

Grundsätzlich begrüssen wir die Revision des StromVG und sind der Auffassung, dass diese dringend ist. Dazu gehören die gemäss geltendem StromVG bereits seit 2014 in Verzug stehende Festlegung der weiteren Strommarktöffnung sowie verbesserte Rahmenbedingungen und Vorgaben zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Wie Sie im Begleitbericht erläutern ist die gewohnt hohe Versorgungssicherheit in der Schweiz nur noch bis 2025 vollumfänglich gewährleistet. Dies bedeutet, dass für Massnahmen gemäss der vorliegenden Gesetzesrevision, auch bei rascher Behandlung im Parlament, nur noch wenig Zeit für die Umsetzung bleibt.

Wir begrüßen ebenfalls Ihre Absicht, die sogenannte Sektorkopplung der Netze für Gas, Strom, Wärme und der Mobilität durch Technologien wie Power-to-Gas/Fuel (and Heat) und Fuel/Gas-to-Power (and Heat) durch optimale Nutzung der Angebote an erneuerbaren Energieträgern und der Speicherfähigkeit der vorhandenen Netze zu stärken.

Damit deren Marktchancen wirklich verbessert werden und insbesondere das Ungleichgewicht der Schweizer Stromversorgung im Sommer und im Winter nicht durch Strom aus unbekannter Herkunft aus dem Ausland «saubergewaschen» wird, sind einzelne Artikel im revidierten Gesetzesvorschlag anzupassen.

Was aus unserer Sicht in der vorliegenden Revision des StromVG deutlich zu kurz kommt, ist der *Einbezug von Prosumern / dezentralen Produzenten von Strom, ausserhalb der klassischen Stromwirtschaft, und damit ein wachsender Bereich von Stromproduzenten.*

Energiespeicherung und Speicherreserven

Die Absicht der Energiespeicherung ist, Energievorkommen, die überschüssig anfallen zu lagern. Dies bedingt vielfach eine Umwandlung in eine andere Energieform und den Transport über bestehende Netze. Entsprechend der bisherigen Gewohnheit wird dies im Gesetz ausschliesslich auf die Wasserkraft bezogen, die durch zahlreiche Pumpspeicherkraftwerke und Speicherseen in der Schweiz schon gut vertreten ist. Weiteres Potenzial ist diesbezüglich aber kaum vorhanden, weshalb die Gesetzgebung die Türen für andere konzeptionelle und technische Lösungen unbedingt offenhalten sollte (technologieneutral). Dazu gehört bspw. die dezentrale und saisongerechte Stromproduktion in WKK-Anlagen evtl. auch unter Nutzung des grossen Reservepotentials in Notstromanlagen (mit heute schon ca. 2 GW Leistung). Nur wenn die verschiedenen Konzepte und Technologien mit gleichen Ellen gemessen werden und gleiche Chancen haben, wird der maximale Beitrag zur Netzstabilität und Versorgungssicherheit der Schweizerischen Stromversorgung realisiert werden können.

Interessanterweise wird bereits in der Begriffsdefinition in Art. 4 StromVG eine Ausnahme formuliert, die nur für Pumpspeicherkraftwerke gilt und substantielle wirtschaftliche Konsequenzen hat. Strom für den Antrieb der Pumpen nutzt zwar das öffentliche Netz muss dafür aber keine Netzkosten bezahlen. Hier müssen in der Zukunft auch für andere Technologien, mit derselben Wirkung, die gleichen Regeln gelten.

Antrag zu Art. 4 Abs. 1 Buchst. b

b. Endverbraucher. Kunden, welche Elektrizität für den eigenen Verbrauch kaufen. Ausgenommen hiervon ist der Elektrizitätsbezug für den Eigenbedarf eines Kraftwerks sowie der Bezug von Energie, wenn diese gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt wieder in ein öffentliches Netz einspeist wird ~~[für den Antrieb von Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken].~~

Speicherreserven sollen als Vorratshaltung zur Seite gelegt werden und betreffen – wie im Bericht erläutert – nicht Kraftwerkskapazitäten. Im erläuternden Bericht haben Sie zwar auf verschiedene Technologien (Speicherwasserkraftwerke, Kehrlichtverbrennungsanlagen, Batterien, etc.) hingewiesen. In Art. 8a StromVG ist die Formulierung eher einengend und nicht ganz sachgerecht. Der Begriff «Speicherkraftwerke» ist zu einengend und umfasst nicht sektorübergreifende Lösungen, die zwischen dem Gas- und Stromnetz mittels WKK möglich sind. «Speicher» können nicht bei jeder Technologie ans Netz angeschlossen werden (Batterie vs. Speichersee), sondern nur der dazugehörige Elektrizitätserzeuger.

Die Vorgabe, dass die teilnehmenden Betriebe auf der Basis einer jährlichen Ausschreibung ermittelt werden, bewerten wir eher als einengend. Die Ausschreibungen sollten nach Bedarf erfolgen.

Antrag zu Art. 8a

¹ Zur Absicherung gegen ausserordentliche Situationen wie kritische Versorgungsengpässe oder -ausfälle wird jährlich kann die ElCom bei Bedarf wettbewerbliche Ausschreibungen für die Vorhaltung einer Reserve durchführen. eine Speicherreserve gebildet. In dieser Reserve halten die daran teilnehmenden Betreiber während einer bestimmten Zeit gegen Entgelt Energie so vor, dass im Bedarfsfall Elektrizität abrufbar ist.

² Zur Teilnahme an der Reserve berechtigt sind Speicherkraftwerke und Speicherbetreiber alle Elektrizitätserzeuger mit ans Schweizer Netz angeschlossenen Anlagen. Speichern, bei denen Energie in Elektrizität umgewandelt werden kann. Die teilnehmenden Betreiber werden jährlich mittels Ausschreibungen ermittelt.

Vollständige Marktöffnung und Grundversorgung

Wie einleitend erwähnt begrüßen wir die Festlegung des weiteren Vorgehens zur Marktöffnung. Die vorliegenden Vorschriften (Preisgestaltung, Herkunft und Mindestanteil an erneuerbaren Energien) für die Grundversorgung bewerten wir hingegen kritisch. Mit der Vorgabe, dass der Strom aus einheimischer Produktion und aus einem Mindestanteil an erneuerbaren Energien stammen soll, will der Gesetzgeber die Schweizer Wasserkraft stärken (Art. 6 StromVG). Der dafür vorzulegende Herkunftsnachweis auf Jahresbasis gewährleistet die Übereinstimmung von Stromproduktion und Stromverbrauch in keiner Weise. Erst ein zeitlich wesentlich engerer Nachweis würde die Realität einigermaßen nachzeichnen. Gemäss vorliegendem Vorschlag wäre die vorwiegend im Winter verfügbare zusätzliche Stromproduktion mit WKK, mit der die Stromimporte reduziert werden können, deutlich benachteiligt. Ev. könnte man alternativ oder ergänzend die Rücknahme dezentraler Stromproduktion mit geeigneten Regeln garantieren.

Den Nachweis, die Elektrizitätsstarife mit Marktpreisen zu vergleichen erachten wir als nicht notwendig. Der Kunde kann dies selber tun und hat die Flexibilität in den freien Markt zu wechseln.

Antrag zu Art. 6:

Abs. 1: Unverändert

² Die Netzbetreiber bieten in der Grundversorgung als Standard ein Elektrizitätsprodukt an, das auf der Nutzung einheimischer sowie ~~überwiegend oder ausschliesslich~~ erneuerbarer Elektrizitätsproduktion beruht.

³ Die Elektrizitätsstarife der Grundversorgung müssen für ein Jahr fest und für Endverbraucher mit gleichartiger ~~Verbrauchs-~~ Bezugs charakteristik einheitlich sein. ~~Sie gelten als angemessen, wenn sie sich im Rahmen der Marktpreise vergleichbarer Elektrizitätsprodukte des betreffenden Jahres (Vergleichsmarktpreise) bewegen.~~

Abs. 4: Streichen

Netznutzungstarife und Flexibilitätsregelung

Die vorgesehene Änderung der Netznutzungstarife (Art. 14 StromVG) ist eine weitere dringende Pendeuz. Bei der Ausgestaltung der Leistungskomponente sollen einerseits Anreize für einen stabilen und sicheren Netzbetrieb geschaffen werden und andererseits ist darauf zu achten, dass die dezentrale Stromerzeugung nicht benachteiligt wird. So gesehen wäre der bisher maximal 30% Leistungsanteil eher zu reduzieren als auf 50% zu erhöhen.

Die im Art. 17b^{bis} vorgesehene Zuordnung der Rechte an der Flexibilität an den Inhaber der Flexibilität begrüßen wir. Die Praxistauglichkeit des Gesetzestextes sollte überprüft werden und bei der Ausgestaltung der Verordnung nicht nur die Netzbetreiber involviert sein, sondern auch die Flexibilitätsinhaber, insbesondere die flexiblen Stromerzeuger. POWERLOOP ist gerne bereit dazu beizutragen.

Wir bedanken uns für die wohlwollende Prüfung unserer Vorschläge und Anträge und stehen für ergänzende Ausführungen gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen



Daniel Dillier
Präsident



Kurt Lüscher
Geschäftsführer

Stäfa, 29. Januar 2019



Bundesamt für Energie
Sektion Marktregulierung
3003 Bern

**Revision StromVG
Antwort zur Vernehmlassung**

Sehr geehrte Damen und Herren

Vielen Dank für die Möglichkeit, an der Vernehmlassung zur Revision StromVG teilnehmen zu können.

Als interkantonaler Verband vertreten wir die Interessen von 32 Endverteilern in den Kantonen Zürich, St. Gallen und Schwyz. Sie verkaufen als Endverteiler pro Jahr zwischen 5 und 300 GWh elektrische Energie an ihre Endkunden. Was in der Summe von 2.4 TWh etwa 4.5 % des schweizerischen Stromverbrauchs entspricht.

Seit Jahrzehnten behaupten sich unsere Mitglieder mit Erfolg im wirtschaftsstärksten Umfeld der Schweiz. Unsere Mitglieder sind hauptsächlich Querverbundunternehmen in öffentlichem Besitz. Im Bereich der Elektrizitätsversorgung betreiben sie die Stromnetze und verkaufen Energie an Endkunden.

Unsere Eingaben zur Revision StromVG stehen im Einklang mit der Eingabe des Dachverbands Schweizer Verteilnetzbetreiber (DSV).

Wir sind überzeugt, dass das BFE unsere Ergänzungen und Bemerkungen angemessen übernehmen wird und ein StromVG ausarbeitet, welchem wir zustimmen können.

Freundliche Grüsse
VKE

René Holzer

Präsident

Markus Schmucki

Leiter Geschäftsstelle

Gliederung

1. Vollständige Öffnung des Strommarkts
2. Erneuerbarer Schweizer Strom für die Grundversorgung, Marktnahes Modell
3. Speicherreserve als Energieversicherung
4. Anreize für optimale Netznutzung, Verursachergerechte Netzfinanzierung
5. Flexibilität
6. Sunshine-Regulierung
7. Wahlfreiheiten im Messwesen

1. Vollständige Öffnung des Strommarkts

Die VKE Mitglieder begrüßen grundsätzlich eine vollständige Marktöffnung, aber nur eine solche, welche allen Marktteilnehmern die gleichen Chancen bietet. Das vorgeschlagene Marktdesign mit Grundversorgung widerspricht aber klar unseren Vorstellungen von Marktwirtschaft. Einer vollständigen Marktöffnung kann der VKE nur zustimmen, wenn die folgenden Punkte verbessert werden:

Wie das Ausland beweist, kann eine regulierte Marktöffnung keine tieferen Strompreise garantieren. Neben unsozialen Kostenumlagerungen wird der Aufwand zur Abrechnung und Verwaltung immer grösser. Wie die Flut von Gesetzesänderungen der letzten Jahre beweist, wird hier ein kleiner Markt vollkommen überreguliert.

Das vorgeschlagene Marktdesign des StromVG steht im Widerspruch zur Energiestrategie 2050. Es sind keine Anreize für Investitionen in neue, regionale, dezentrale und erneuerbare Energieproduktionsanlagen erkennbar.

Die Wechselwahrscheinlichkeit der Kunden in günstige Produkte, welche nicht ökologisch sind, ist offensichtlich.

Die Kündigungsfristen und der mögliche Wiedereintritt in die Grundversorgung sind nicht geregelt. Es ist zwingend, dass die Fristen mit den Anforderungen der ElCom bezüglich den Tarilmeldungen abgeglichen werden. Diese Termine müssen im Gesetz und nicht erst in der Verordnung festgelegt sein.

Es ist auch stossend, dass alle Kunden z. B. auch solche mit ungenügender Zahlungsmoral beim Netzbetreiber verbleiben. Der daraus zu erwartende Mehraufwand für Inkassorisiko und die nicht planbare Energiebeschaffung werden den allgemeinen Netzkosten und somit allen Endverbrauchern solidarisch angelastet.

Die Schweizer Stromversorgung sollte ganzjährig nicht auf Importe angewiesen sein. Eine offensichtliche Importabhängigkeit, besonders im Winter, gefährdet die Versorgungssicherheit.

Alternativer Vorschlag des VKE für den Beibehalt der Teilmarktliberalisierung:

Für eine regulierte Marktöffnung muss mit grossem finanziellen und organisatorischen Aufwand bei jedem Endverteiler ein Abrechnungssystem aufgebaut und unterhalten werden, das am Ende nur von einer ganz kleinen Anzahl Kunden (kleiner 3%) wirklich genutzt wird.

Eine echte Alternative wäre die Herabsetzung der Marktzugangsgrenze von heute 100 MWh auf 50 MWh. Damit hätte der grösste Teil aller KMU und grösseren Verbrauchern den Marktzutritt.

2. Erneuerbarer Schweizer Strom für die Grundversorgung, Marktnahes Modell

Der VKE erwartet, dass die folgenden Anmerkungen in der Revision StromVG berücksichtigt werden:

Es ist nicht erwiesen, dass ein fester Anteil aus Schweizer Produktion in der Grundversorgung der inländischen Wasserkraft auch nachhaltig hilft. Auch hier soll der Endkunde entscheiden.

Falls der Anteil von Strom aus Schweizer Produktion und erneuerbaren Energieproduktionen gesetzlich festgeschrieben sein soll, dann ist dieser bereits im StromVG festzulegen.

3. Speicherreserve als Energieversicherung

Die Bildung einer Speicherreserve wird begrüsst. Der VKE erwartet, dass die folgenden Anmerkungen in der Revision StromVG berücksichtigt werden:

Die Finanzierung der Speicherreserve muss über die Energiepreise erfolgen. Mit der steten Umlagerung von Kosten auf die Netzgebühren werden erneut die kleinen und mittleren Endkunden übermässig belastet und der administrative Aufwand (Inkasso, ITC etc.) wird wieder dem Netzbetreiber zugewiesen.

4. Anreize für optimale Netznutzung, Verursachergerechte Netzfinanzierung

Der VKE erwartet, dass die folgenden Anmerkungen in der Revision StromVG berücksichtigt werden:

Die Erhöhung des Leistungsanteils zulasten des Arbeitsanteils ist dringend notwendig. Vor allem der Leistungsanteil ist massgebend für eine optimale und sichere Netznutzung resp. Bewirtschaftung. Zur Förderung einer verursachergerechten Netzbepreisung sollte die Arbeitskomponente ganz aufgehoben werden können.

5. Flexibilität

Der VKE erwartet, dass die folgenden Anmerkungen in der Revision StromVG berücksichtigt werden:

Der administrative und rechtliche Aufwand und die vertragliche Umsetzung bezüglich der Nutzung der Flexibilität sind zu aufwendig.

Die Regel aus dem StromVVArt. 31f übernehmen. EVU soll Flexibilität weiterhin nutzen können bis Eigentümer Eigenbedarf anmeldet. Somit soll sich der interessierte Kunde aktiv beim EVU melden um seine Flexibilitäten nutzen zu können.

Gemäss

Art. 17bbis Nutzung von Flexibilität³ Sie beziehen das Flexibilitätspotenzial in ihre Netzplanung ein und vermeiden durch seine Nutzung, soweit dies insgesamt vorteilhaft ist, andere netzseitige Massnahmen wie Netzausbauten.

→ diesen Teil ersatzlos streichen, weil dies einerlei im Interesse des Netzbetreibers liegt

6. Sunshine-Regulierung

Der VKE erwartet, dass die folgenden Anmerkungen in der Revision StromVG berücksichtigt werden:

Seit Einführung der Sunshine-Regulierung nimmt der Erfassungsaufwand bei den EVUs weiterhin zu. Der Erfassungsaufwand soll nicht weiter zunehmen.

Bei den Vergleichen und Beurteilungen muss eine grössere Transparenz durch Direktvergleiche resp. Benennung der Mitbewerber der Vergleichsgruppe eingeführt werden.

Die Wirtschaft hat in Zukunft voraussichtlich genügend erfolgreiche Bewertungsmethoden, um Unternehmen analysieren und beurteilen zu können. Eine schweizerische Branchenlösung durch den Regulator wird somit hinfällig.

7. Wahlfreiheiten im Messwesen

Der VKE lehnt eine Teilliberalisierung im Messwesen für Grosskunden strikte ab.

Zukünftige smarte Netze sind auf eine hohe Daten-Verfügbarkeit und -Qualität angewiesen. Mit der Teilliberalisierung werden komplizierte Abgrenzungen und Zuständigkeiten zwischen EVU und verschiedenen privaten Akteuren notwendig. Dadurch steigen die Risiken bezüglich Datenqualität, Datensicherheit und Datenschutz beträchtlich.

Unsolidarisch werden Grosskunden bevorzugt behandelt und die unausweichlich höheren Kosten der Netznutzung somit den kleinen und mittleren Endkunden zugewiesen.

Das EVU verliert die Investitionssicherheit für ihre Zähler und EDM-Systeme.

Mit der Teilmarktliberalisierung wird die Tür geöffnet für die vollständige Liberalisierung im Messwesen. Es wird somit ein «Geist» freigelassen, der sich massiv negativ auf die Versorgungssicherheit resp. Stabilität im Stromnetz (Netzebende 5-7) auswirken wird. Auch hier werden die Kosten für die Kleinkunden massiv steigen.

Deshalb möchten wir schon heute auf die Gefahren einer solchen Entwicklung aufmerksam machen:

- Zugänglichkeit zu den Zählerstandorten. Der VNB hat die Zugänglichkeiten (z.B. Schlüsselrohre) organisiert. Es kann aber nicht sein, dass dieser für Drittlieferanten eine solche sicherstellen müsste, da der VNB für die Schlüssel haftet.
- Der VNB hat die Kontrolle über die Installationsanzeigen und die klare Zuweisung der durch ihn installierten Zähler. Eine Verwechslung kann ausgeschlossen werden. Dieses System hat sich bewährt.
- Was geschieht, wenn Wohnungszuordnungen (Zählerverwechslung) über längere Zeit nicht bemerkt werden? Wer zieht die falsch verrechneten Verbrauchsdaten bei den Kunden ein resp. zahlt die Gutschriften.
- Evtl. könnten Dienstleistungen wie z.B. Eigenverbrauchsabrechnungen nicht mehr angeboten werden. VNB's haben jeweils eigene Systeme aufgesetzt und sind z.T. auf Smart Meter mit Lastgangdaten angewiesen.
- Stromunterbrüche können durch Elektrozähler verursacht werden. Es müsste diesbezüglich auch ein Pikettdienst des Drittlieferanten für den Wechsel des Elektrozählers vorhanden sein. Der lokale VNB wird hier kaum die Verantwortung für fremde Zähler übernehmen.
- Tarifumschaltung per Rundsteuerung. Diese Zähler müssten einen Tarifeingang haben sofern diese noch über die Rundsteuerkommandos kommen. Allgemein müsste eine einheitliche Parametrierung des Zählers im Fokus stehen.
- Karten/Münzzähler. Zahlungsunwillige Kunden werden mit einem solchen Gerät ausgestattet. Eine Wahlmöglichkeit ist hier wohl eher nicht vorgesehen.

Diese Überlegungen sind im Einklang mit der Energiestrategie 2050 des Bundes. Wir rechnen mit einem massiven Zubau von dezentralen Energiequellen und Speichern (auch E-Mobile) in unseren kommunalen Netzen. Deshalb sind lokale VNB auf die Online-Daten von Messsystemen **aller** Kunden vermehrt angewiesen.

Nimmt man dem VNB die (Teil-)verantwortung für das Messwesen und lässt die Installation von «Drittzählern» in einem Netz zu, nimmt man ihm die Option die Netzqualität nahe beim Kunden zu gewährleisten.

Die bereits zugestandene Öffnung für Stromproduzenten grösser 30 kVA ist gesetzlich wieder rückgängig zu machen.

Bundesamt für Energie
Sektion Marktregulierung
3003 Bern

Per Mail an: stromvg@bfe.admin.ch

Zürich, 30. Januar 2019

**Stellungnahme von Swiss Engineering STV zur Vernehmlassung zur
Revision des Stromversorgungsgesetzes (volle Strommarktöffnung,
Speicherreserve und Modernisierung der Netzregulierung)**

Sehr geehrte Frau Bundesrätin
Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit zur Stellungnahme und freuen uns, Ihnen anbei die Überlegungen unseres Berufsverbands zu den vorgeschlagenen Verordnungsänderungen zuzustellen.

Swiss Engineering STV, der Berufsverband der Ingenieure und Architekten, engagiert sich seit über 110 Jahren für die Interessen der rund 13'000 Mitglieder und vertritt die Anliegen aus der Welt der Technik in Politik, Wirtschaft, Wissenschaft und Gesellschaft.

Die vorgeschlagene Revision des Stromversorgungsgesetzes (volle Strommarktöffnung, Speicherreserve und Modernisierung der Netzregulierung) beurteilen wir aus Sicht der Technik und der technischen Bedürfnisse unserer Mitglieder und deren Unternehmen.

Wir haben unsere Bemerkungen im beiliegenden Excel erfasst.

Wir danken Ihnen für die Gelegenheit zur Stellungnahme und die Berücksichtigung unserer Überlegungen.

Freundliche Grüsse

Swiss Engineering STV UTS ATS

Pierre Escher
Präsident der Kommission,
Energie, Mobilität, Umwelt



Alexander Jäger
Generalsekretär

CH-3000 Bern
Telefon: 0844 – 873 873
Telefax: 071 – 757 94 59
E-Mail: info@vpe.ch
Webseite: www.vpe.ch

Bundesamt für Energie
Sektion Marktregulierung
3003 Bern

Per Mail an: stromvg@bfe.admin.ch

Bern, 31. Januar 2019

Revision des Stromversorgungsgesetzes (volle Strommarktöffnung, Speicherreserve und Modernisierung der Netzregulierung)

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen, dass Sie uns die Möglichkeit gegeben haben, an der Vernehmlassung zur Revision des Stromversorgungsgesetz (StromVG) teilnehmen zu können.

Das Stromversorgungsgesetz reguliert den Strommarkt und soll und muss die Versorgungssicherheit beim Strom in der Schweiz sicherstellen. Revisionen sind daher nur mit grösster Vorsicht und unter Abwägung der Auswirkungen und Risiken vorzunehmen. Hinzu kommt das gesetzgeberische Neureglungen auf ihre soziale Dimension hin überprüft werden müssen, um sie dann mit entsprechenden Massnahmen und Regelungen zu ergänzen.

Die hier vorgeschlagenen Änderungen betreffen eindeutig auch die Arbeitnehmenden in der Elektrizitätswirtschaft, die mit ihrer täglichen Arbeit die Stromversorgung in der Schweiz sicherstellen. Der Verband der Personalvertretungen der Schweizerischen Elektrizitätswirtschaft (VPE) lehnt die vorgeschlagene Revision des StromVG ab, da sie die vom VPE bereits in der Vergangenheit geforderten Hauptbedingungen (vgl. VPE-Schreiben vom 22. März 2018 / Roundtable) nicht erfüllt.

Der Kernpunkt der VPE-Forderung ist im Rahmen der vollständigen Marktöffnung den Arbeitnehmerschutz zu gewährleisten und die Verpflichtung zusätzliche Begleitmassnahmen für ArbeitnehmerInnen in der Elektrizitätswirtschaft umzusetzen.

Von Marktveränderungen sind primär die Arbeitnehmenden der jeweiligen Branche die Direktbetroffenen. Die Sozialpartnerschaft in der Elektrizitätswirtschaft ist unterschiedlich stark entwickelt, und man kann bei den jetzt anstehenden Veränderungen nicht davon ausgehen, dass sich alle Probleme weiterhin rein subsidiär lösen lassen.

In einigen Unternehmungen gibt es sehr gute innerbetriebliche Mitwirkungskonzepte bzw. -modelle, die eine aktive verlässliche und konstruktive Sozialpartnerschaft zum gegenseitigen Nutzen gewährleisten. Jedoch gibt es auch eine Vielzahl von Unternehmungen, in denen eine solche Art der konkreten sozialpartnerschaftlichen Zusammenarbeit nicht existiert oder noch relativ unbekannt ist.

Als grösster Arbeitnehmersverband in der Elektrizitätswirtschaft sind wir direkt von den allfälligen Änderungen des StromVG und einer vollständigen Marktöffnung betroffen. Die Schweiz hat insgesamt ca. 630 Verteilnetzbetreiber. In der Elektrizitätswirtschaft arbeiten ca. 22'000 Menschen. Als Dachverband der Personal- und Mitarbeitervertretungen der Schweizerischen Elektrizitätsbranche vertritt der VPE mit seinen Mitgliedsorganisationen als starke und unabhängige Organisation die Interessen von über 12'000 Mitarbeitenden (d.h. über 50 % aller Mitarbeitenden in der Elektrizitätswirtschaft).

Derzeit sind die Arbeitsbedingungen in der Elektrizitätswirtschaft im Allgemeinen recht gut und sind vergleichbar mit denen im öffentlichen Sektor. Die Tatsache, dass die EVU's zu fast 90 % der öffentlichen Hand gehören, mag dafür eine Erklärung sein. Die vollständige Liberalisierung des Marktes wird jedoch die Arbeits- und Lohnbedingungen in der Elektrizitätswirtschaft unter Druck setzen. Es besteht die Gefahr, dass an den Kosten für das Personal gespart würde. Das wäre gerade in der Elektrizitätswirtschaft zusätzlich problematisch, weil der technologische Wandel und die demografische Entwicklung permanente Weiterbildungs- und Ausbildungsanstrengungen von allen Unternehmen fordern. Die Ausbildung muss stärker in den Vordergrund gerückt werden und die berufliche Entwicklung der Mitarbeiter sowie die Erleichterung der Umstellung sind von grundlegender Bedeutung. Dies ist auch angesichts des Mangels an qualifiziertem Personal notwendig.

Um die Arbeitsbedingungen zu wahren und den absehbaren Struktur- und Technologiewandel zu bewältigen, muss die Sozialpartnerschaft in der Elektrizitätswirtschaft gestärkt werden. Selbst der frühere Entwurf des Elektrizitätsmarktgesetzes (EMG) enthielt politisch unbestrittene Komponenten zum Arbeitnehmerschutz. Die Ablehnung durch das Schweizer Stimmvolk im Jahre 2002 hat jedoch gezeigt, dass diese offensichtlich nicht ausreichend waren, um den drohenden Verlust von Arbeitsplätzen im Rahmen der befürchteten Umstrukturierung mit einer Einschränkung des Service-Public zu kompensieren.

Es hat sich bei der Liberalisierung von Unternehmen der öffentlichen Hand wie SBB, Post oder Swisscom gezeigt, dass sich die bis anhin vorherrschende innerbetriebliche Sozialpartnerschaft als Grundpfeiler bewährt hat. Auch vor deren Liberalisierung galt in diesen Betrieben eine ähnliche Zusammenarbeit. Eindringlich wurde jedoch diese durch die Umsetzungsgesetzgebung für die Liberalisierung erheblich verstärkt und dadurch stabilisiert. Das Arbeitsrecht hält eben nicht nur minimale Schutzbestimmungen fest, sondern bietet auch das Instrument des Gesamtarbeitsvertrages und das Mitwirkungsgesetz an. Eine Öffnung bedeutet demnach nicht einfach das Fallenlassen von Schutzbestimmungen, sondern auch das Suchen und Aufnehmen von neuen Instrumenten. Dieser Weg sollte in diesem Fall, wie auch bei den vorerwähnten Beispielen, begangen werden und gesetzlich durch entsprechende Vorgaben unterstützt werden. Es ist völlig klar, dass die vollständige Strommarktöffnung und auch ein neues Strommarktdesign im Rahmen der Energiestrategie 2050 nicht auf dem Rücken der Arbeitnehmenden ausgetragen werden darf.

Folgende Massnahmen kommen in Frage:

- Richtlinien für Aus- und Weiterbildung
- Mindeststandards der arbeitsrechtlichen Bedingungen
- Massnahmen bei Arbeitsplatzabbau zur Vermeidung von sozialen Härten, d.h. die Verpflichtung der Sozialpartner entsprechende Sozialpläne zu vereinbaren und Vorsorge zu treffen.
- Erhöhte Mitwirkung der Arbeitnehmenden via Information, Mitsprache und Mitentscheidung durch entsprechende verpflichtende sozialpartnerschaftliche Vereinbarungen.

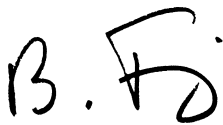
Dem Bedürfnis nach klaren und fairen Marktregeln müssen auch die Arbeitnehmenden unterliegen. Es sind deshalb, trotz der Unterschiedlichkeiten innerhalb der Branche, möglichst Massnahmen auf gesamtschweizerischer Ebene in Form eines Branchen-GAV's anzustreben, in dem entsprechende Standards festgeschrieben werden. Diese sollten aber bereits bestehende Vereinbarungen nicht untergraben. Der VPE fordert, dass das StromVG einen Artikel zum Arbeitnehmerschutz und zur Aus- und Weiterbildung enthält sowie die Verpflichtung sozialpartnerschaftliche Vereinbarungen bzw. einen Branchen-GAV abzuschliessen. Die Konkretisierung kann dann im Rahmen der Revision der Stromversorgungsverordnung (StromVV) erfolgen.

Im Übrigen sind wir weiterhin der Meinung, dass zuerst alle Randbedingungen vor einer vollständigen Marktöffnung geklärt und offengelegt werden sollten. Dazu zählt insbesondere auch das EU-Stromabkommen, dessen Inhalt weiterhin unter Verschluss gehalten wird. Wir gehen davon aus, dass es Regelungen enthält, die das Beihilferegime oder auch die zukünftigen Konzessionsvergaben von Wasserkraftwerken betreffen.

Wir bedanken uns für die Berücksichtigung unserer Anliegen.

Mit freundlichen Grüssen

VPE - Verband der Personalvertretungen
der Schweizerischen Elektrizitätswirtschaft

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'B. Frieg'.

Dr. Bernd Frieg
Präsident

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'W. Bosshard'.

Walter Bosshard
Sekretär

Stellungnahme

Basel, 31. Januar 2019 sd

Revision des Stromversorgungsgesetzes

Die Handelskammer befürwortet die Stossrichtung der Revision des Stromversorgungsgesetzes, indem marktwirtschaftliche Anreize im Strommarkt verstärkt zur Anwendung kommen sollen. Die vollständige Marktöffnung, die für die Volkswirtschaft von besonderer Relevanz ist, ist neben der Sicherstellung der Versorgungssicherheit ein Kernanliegen der Handelskammer. Für letztere stellt der Aufbau einer Speicherreserve, der aus Sicht der Handelskammer technologieneutral zu erfolgen hat, das geeignete Instrument dar. Nachfrageorientierte Netzkapazitäten gehören jedoch ebenfalls dazu, weshalb sich die Handelskammer für deren Ausbau ausspricht. Massnahmen wie eine Verursachergerechtigkeit der Netznutzungstarifizierung sowie eine wirtschaftliche Nutzung von Flexibilitäten, werden daher unter der Prämisse eines nachfrageorientierten Ausbaus von Netzkapazitäten als sinnvoll erachtet. Sowohl die Einführung der Sunshine-Regulierung, als auch die Teilliberalisierung des Messwesens begrüsst die Handelskammer, jedoch gehen die Vorschläge hier noch nicht weit genug und könnten so neue Probleme mit sich bringen.

Ausgangslage

Das Stromversorgungsgesetz vom 23. März 2007 (StromVG) muss vor dem Hintergrund der Energiestrategie 2050 des Bundes umfassend revidiert werden, um weiterhin seine Kernaufgaben erfüllen zu können. So muss es weiterhin die Voraussetzungen für eine sichere Elektrizitätsversorgung zum einen, und einen wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarkt zum anderen, schaffen. Konkret sind im StromVG der Grad der Strommarktöffnung, die Konditionen der Grundversorgung, die Aufgaben der Netzbetreiber, die Massnahmen bei einer Gefährdung der Versorgung sowie die detaillierten Regeln der Netznutzung, verankert. Darüber hinaus regelt das StromVG die Aufgaben für die nationale Netzgesellschaft (Swissgrid) sowie Organisation und Aufgaben des Regulators (ElCom).

Im Rahmen der anstehenden Revision, sind vor allem die Bereiche «Vollständige Marktöffnung», der Aufbau einer «Speicherreserve», die Einführung der sogenannten «Sunshine-Regulierung» sowie eine höhere «Verursachergerechtigkeit der Netznutzungstarifizierung», die wirtschaftliche Nutzung von «Flexibilitäten» und die «Teilliberalisierung des Messwesens» von hoher Relevanz für die Schweizer Volkswirtschaft und die Unternehmen. Die Handelskammer nimmt daher wie folgt dazu Stellung.

Handelskammer beider Basel

St. Jakobs-Strasse 25
Postfach
CH-4010 Basel

T +41 61 270 60 60
F +41 61 270 60 05

www.hkbb.ch

Konzeption und Forderungen

Vollständige Marktöffnung

Die Öffnung des Schweizer Strommarktes ist bislang nur für Grossverbraucher erfolgt. Zukünftig soll die Wahlmöglichkeit eines Stromlieferanten allen Endverbrauchern zur Verfügung stehen. Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch unter 100 MWh sollen ein Recht haben, sich für die Grundversorgung entscheiden und in diesem Modell ein neu einzuführendes Standard-Energieprodukt zu beziehen. Die vollständige Marktöffnung und der dadurch initiierte Wettbewerb der Lieferanten verspricht neben Effizienzgewinnen und Preisanpassungen zugunsten der Kunden auch eine Steigerung der Produktinnovationen und -vielfalt. Die Handelskammer begrüsst diese daher ausdrücklich.

Speicherreserve

Neben der vollständigen Marktöffnung, ist der Handelskammer vor allem die Versorgungssicherheit ein grosses Anliegen. Sie folgt dem Grundsatz, dass Bund und Kantone jederzeit eine sichere, kostengünstige und ausreichende Energieversorgung zu gewährleisten haben. Der Aufbau einer strategischen Speicherreserve bei unerwarteten, ausserordentlichen Ereignissen – z.B. extreme Wetterlagen – trägt zum Ziel der Versorgungssicherheit entscheidend bei. Die Handelskammer spricht sich daher für den Aufbau der Speicherreserve aus. Diese Speicherreserve muss technologieneutral ausgeschrieben werden.

Sunshine-Regulierung

Die Handelskammer begrüsst die Einführung der Sunshine-Regulierung, die zu mehr Transparenz bei den Endkunden hinsichtlich der Anbieter führt. Wir schliessen uns im Übrigen der Ansicht von economiesuisse an, dass dem Regulator eine ausreichende Datengrundlage zur Verfügung stehen muss, um seiner Aufsichtsfunktion nachkommen zu können. Schliesslich haben Netzbetreiber ein Angebotsmonopol inne, weshalb der Endverbraucher seinen Netzanbieter nicht wechseln kann. Um die Effizienz der Massnahmen zu steigern, fordert die Handelskammer zudem, konkret messbare Vorgaben einzuführen.

Verursachergerechtigkeit der Netznutzungstarifizierung

In Zukunft soll bei den Netzkosten eine grössere Verursachergerechtigkeit erfolgen. Konkret bedeutet dies, dass die Netznutzungstarife auf Netzebene 7 (Niedertarif) höhere Leistungskomponenten enthalten dürfen. Somit kann eine zeitabhängige, d.h. dynamische Anpassung der Leistungskomponente und somit mehr Markt realisiert werden. Die marktwirtschaftlichen Anreize, die hierbei entstehen, haben ebenfalls einen positiven Einfluss auf die Netzkapazitäten, indem die Spitzenlast gebrochen wird. Die Einführung einer grösseren Verursachergerechtigkeit mittels marktwirtschaftlicher (preislicher) Anreize ist, unter der Voraussetzung, dass für sich unter dieser Neukonzipierung ergebende Nachfrage ausreichend Netzkapazität geschaffen wird, aus Sicht der Handelskammer positiv zu werten.

Flexibilitäten

Das wirtschaftliche Potenzial von Flexibilitäten in der Schweiz ist nach wissenschaftlichen Erkenntnissen erheblich. Um das Potenzial freizusetzen, bedarf es jedoch einer anderen Regulierung als der heutigen. So müssen die Flexibilitäten eine Inhaberschaft erhalten, welche die wirtschaftliche Nutzung ermöglicht. Wie bei der Verursachergerechtigkeit der Netznutzungstarifizierung ist auch bei dieser Massnahme ein erheblicher Effizienzgewinn für den Netzausbau anzunehmen. Die Handelskammer befürwortet die Neuregelung daher, unter der

gleichlautenden Voraussetzung, dass Netzausbau nachfrageorientiert stattfindet und insbesondere die Versorgungssicherheit nach oben beschriebenen Grundsatz erhalten bleibt.

Teilliberalisierung des Messwesens

Die Handelskammer begrüsst die Teilliberalisierung des Messwesens aus, bedauert aber, dass keine vollständige Liberalisierung angestrebt wird. Die Effizienzgewinne, die aus einer vollständigen Liberalisierung resultieren könnten, könnten durch die Schaffung des dualen Systems und den daraus entstehenden Abgrenzungskonflikten sowie Wettbewerbsverzerrungen unterminiert werden. Ein weiterer Punkt betrifft das Potenzial der Digitalisierung, welches im vorliegenden Vorschlag nicht voll ausgeschöpft wird. Letztere spielt insbesondere beim Aufbau eines zentralen Datenregisters eine zentrale Rolle. Insbesondere hinsichtlich einer Verbesserung der Verfügbarkeit, Qualität und Konsistenz der Daten, ist ein zentrales Datenregister anzustreben.

Fazit

Das Stromversorgungsgesetz (StromVG) soll im Rahmen der anstehenden Revision auf die Anforderungen der Energiestrategie 2050 angepasst werden. Die hierfür vorgeschlagenen Massnahmen und Instrumente sind marktwirtschaftlich gewählt, sodass mit deutlichen Effizienzsteigerungen sowie Wohlfahrtsgewinnen zu rechnen ist. Die Handelskammer befürwortet die Bestrebungen einer vollständigen Marktöffnung ebenso wie eine Verbesserung der Versorgungssicherheit. Zur Realisierung von Effizienzgewinnen beim Netzausbau sollen eine grössere Verursachergerechtigkeit der Netznutzungstarifizierung sowie die wirtschaftliche Nutzung von Flexibilitäten zum Einsatz kommen. Dies ist durchaus begrüssenswert, unter der Voraussetzung, dass Netzkapazitäten in jedem Fall nachfrageorientiert geschaffen werden, damit jederzeit eine sichere, kostengünstige und ausreichende Energieversorgung gewährleistet ist. Sowohl die Sunshine-Regulierung, als auch die Teilliberalisierung des Messwesens bieten aus Sicht der Handelskammer einen Mehrwert. Erstere soll jedoch durch messbare Vorgaben erweitert werden, um die Effizienz der Massnahmen nochmals zu steigern. Die Teilliberalisierung des Messwesens soll zu einer vollständigen Liberalisierung werden. Die Wahrung der Technologieneutralität ist zudem eine Kernforderung der Handelskammer, die in der jetzigen Version der Vorlage zu wenig berücksichtigt wird. Insbesondere beim Aufbau der Speicherreserve gilt es diese zu beachten, da Wasserkraft zwar einen wichtigen Anteil an der Speicherung hat und auch in Zukunft haben wird, die Herausforderungen an Speicherung unter der Energiestrategie 2050 jedoch nicht alleine bewältigen kann.



Consultation sur la loi relative à l'approvisionnement en électricité (LApEI-2018) Prise de position des membres de MULTIDIS

En préambule à cette prise de position, il nous semble important de mentionner que les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD), comme les fournisseurs (CFO), œuvrent depuis des décennies pour assurer une fourniture d'électricité de qualité. Ils sont engagés sans réserve pour que les réseaux fonctionnent en toutes circonstances. Depuis longtemps et bien avant la votation sur la SE2050, ils ont mis en place de nombreuses mesures pour promouvoir et développer les nouvelles énergies renouvelables (NER). Ils ont contribué largement au succès de l'économie suisse, tout en garantissant l'avenir par la création et le financement de centres de formation (CIFER) et de recherche (Laboratoire des réseaux électriques de l'EPFL). Les GRD/CFO sont des équipes de femmes et d'hommes passionnés, responsables, engagés 24h/24h, conscients des défis énergétiques et qui connaissent très bien les conditions du terrain au jour le jour. La révision de la LApEI devrait renforcer l'action positive des GRD/CFO et en aucun cas la fragiliser.

1. Ouverture complète du marché de l'électricité et modalités de l'approvisionnement de base

Les membres de MULTIDIS **sont opposés** à l'ouverture complète du marché de l'électricité. Les raisons principales sont les suivantes :

- Les conditions-cadres de marché (volatilité des prix de l'électricité et usages très différenciés des énergies dans l'UE) actuelles et qui se profilent ces prochaines années ne sont pas favorables pour assurer les nécessaires et indispensables investissements dans le renouvelable et la modernisation des productions hydrauliques historiques, pilier de notre approvisionnement. Pour garantir le développement de la stratégie énergétique (SE2050) voulue par le peuple et que les membres de MULTIDIS soutiennent, il faudra plus d'encouragements et moins d'incertitudes
- Une telle situation va engendrer d'importants coûts de développement et de création d'outils-systèmes disproportionnée à l'enjeu, avec d'inévitables répercussions sur le prix de kWh électrique
- Depuis 2008, le marché de l'électricité est déjà ouvert à ceux qui sont les plus gros consommateurs du pays. Outre la liberté de choisir, le consommateur captif actuel ne sera pas un bénéficiaire majeur d'une telle ouverture qui apporte plus d'inconvénients (variabilité non maîtrisée) que d'avantages (gains patents) à l'économie en général et à son bon fonctionnement

2. Modalités de l'approvisionnement de base

En l'état, les membres de MULTIDIS **sont opposés** au texte proposé sur l'approvisionnement de base. MULTIDIS relève l'incohérence des textes qui nous sont soumis avec la LApEI 2018. Entre la volonté de vouloir livrer le secteur électrique au marché de la libre concurrence et réglementer un modèle d'approvisionnement garanti (MAG) pour les clients captifs, il est difficile de s'y retrouver. Nous comprenons que cette proposition sur l'approvisionnement de base souhaite soutenir l'hydraulique de nos montagnes, comme le choix vers plus de renouvelable. Nous sommes d'accord sur ce principe. Par contre, une loi ne peut pas faire un tel grand écart sur des choix aussi fondamentaux et permettre une juste application. De plus, la proposition de garantie d'origine mensuelle pour le MAG complexifierait la mise en œuvre d'un tel approvisionnement, surtout dans un marché ouvert. Enfin, le modèle proposé

accentue le déséquilibre entre acteurs qui n'ont pas tous l'accès aux mêmes conditions d'approvisionnement.

3. Centre de données national et libéralisation partielle du point de mesure aux grands consommateurs

La gestion des données de mesure dans un contexte multi fluides est un aspect central des préoccupations des GRD de MULTIDIS. Les membres de MULTIDIS ne sont pas opposés au principe de la mise sur le marché des activités de pose d'équipements de comptage. Par contre, ils sont **catégoriquement opposés** à ce que la gestion des données le soit. La responsabilité du GRD est de garantir aux consommateurs un réseau qui fonctionne correctement et en toutes circonstances. Cela passe par une maîtrise intégrale de la gestion des données. C'est aussi la raison pour laquelle les membres de MULTIDIS **sont opposés** à la libéralisation partielle de la gestion du point de mesure pour les grands consommateurs.

Les membres de MULTIDIS **ne sont pas favorables** à un « Hub national ». Par le passé, une étude a été réalisée dans ce sens et a montré les nombreux problèmes que cela posait. Ils pensent donc que la profession devrait réfléchir et proposer des variantes de centre de données, au service des acteurs et de tiers, tout en respectant les conditions de sécurité et de confidentialité des données des clients.

4. Réserve de stockage

Sur le principe, les membres de MULTIDIS **sont favorables** à cette proposition. Par contre, un tel usage sera difficile concrètement à mettre en œuvre, surtout dans un contexte de libéralisation totale de l'énergie (quelle réserve pour le stockage et quelles quantités pour le marché ?) et de forte utilisation des ressources locales comme souhaité dans la loi (MAG).

5. Régulation « Sunshine » et tarification du réseau

Les membres de MULTIDIS **sont favorables** au principe de transparence proposé par la régulation « Sunshine ». La mise en place d'indicateurs doit se faire selon une conception équitable et réaliste, en coordination totale avec la profession. En effet, il est souvent difficile de vouloir comparer les réseaux entre eux, à cause de leurs typologies parfois fort différentes. Enfin, nous **ne souhaitons pas** que le principe de la régulation incitative soit retenu dans la loi. Il en va de la fiabilité future des réseaux.

Concernant la tarification du réseau, les membres de MULTIDIS **sont favorables** au principe de causalité. Ce dernier est renforcé par la possibilité du GRD de pondérer la puissance jusqu'à 50% de la tarification au lieu de 70%. Ainsi, la capacité incitative d'usage efficace et des coûts proportionnés de réseau sont des points positifs et de bon sens pratique.

6. Flexibilité

La flexibilité est un sujet difficile et qui est en discussion ouverte chez les GRD. Ce thème touche à la fois les aspects conceptuels, comme les aspects d'usages. La loi ne le mentionne pas, mais la flexibilité concerne plusieurs acteurs (GRT, GRD, Groupes bilan, CFO, agrégateurs et clients) qu'il est difficile de prioriser et d'organiser. Enfin, la flexibilité va de pair avec l'introduction des développements du numérique, donc des investissements conséquents et une gestion compliquée.

Les membres de MULTIDIS sont conscients de l'importance de la flexibilité pour déjà en faire l'usage chez leurs clients. Ils y **sont donc favorables**. Ils pensent aussi que ce sujet essentiel manque de connaissances et de maturité en Suisse. Il doit faire l'objet d'échanges approfondis dans la profession pour :

- ne pas limiter son utilisation efficace aux seules installations de forte puissance

- permettre de faire usage de la flexibilité, comme c'est le cas actuellement, afin d'optimiser les conditions d'utilisation des réseaux et pas l'inverse

7. Sensibilisation aux économies d'électricité

Les membres de MULTIDIS pensent que la LApEI 2018 doit être cohérente avec les dispositions prises dans la « Stratégie réseaux électriques ». Les efforts déjà consentis par les GRD depuis près de dix ans pour encourager l'efficacité énergétique doivent être maintenus et soutenus. Ils ont montré des résultats tangibles qu'il faut poursuivre.

MULTIDIS/12.12.2018/ED

Contact : Dr Eric DAVALLE, Directeur
pa SIE SA, Case postale 71, Chemin de la Gottrause 11, 1023 CRISSIER
eric.davalle@multidis.ch
+ 41 (0)79 291 34 64



Standort Visp

Lonza

Bundesamt für Energie
Sektion Marktregulierung

3003 Bern
per Email an: stromvg@bfe.admin.ch

Lonza Ltd
CH-3930 Visp
Switzerland
+41 27 948 51 11
+41 27 947 51 11
contact.visp@lonza.com

Visp, 31. Januar 2019

Stellungnahme Revision Stromversorgungsgesetz:

Volle Strommarktöffnung, Speicherreserve und Modernisierung der Netzregulierung

Sehr geehrte Damen und Herren

Am 17. Oktober 2018 haben Sie über die Eröffnung des Vernehmlassungsverfahrens zur Revision des StromVG informiert. Sie geben allen die Möglichkeit, bis am 31. Januar 2019 schriftlich Stellung zu nehmen, was wir hiermit gerne tun.

Als erstes Leitziel wird im erläuternden Bericht zur Vernehmlassungsvorlage die Gewährleistung der langfristigen Stromversorgungssicherheit genannt. Diese ist angesichts der absehbar wegfallenden Produktionskapazität aus inländischen Kernenergiekraftwerken mehr in Frage gestellt, als vor der Inkraftsetzung der Energiestrategie. Als weitere Ziele sollen die Effizienz des Marktes verbessert sowie die Energiestrategie marktseitig unterstützt werden. Die Veränderungen im Strommarktdesign sollen mit den schweizerischen Klimazielen und einem EU-Stromabkommen kompatibel sein und zudem möglichst geringe gesamtwirtschaftliche Kosten verursachen.

Vollständige Marktöffnung

Die vollständige Marktöffnung gilt als eine Voraussetzung für ein EU-Stromabkommen. In der Schweiz behindert die Teilmarktöffnung den notwendigen Strukturwandel in der Branche und blockiert innovative Marktangebote, mit denen die Energiestrategie 2050 vorwärtsgebracht werden könnte. **Die vollständige Marktöffnung ist längst überfällig!**

Grundversorgung

Elegant und hoffentlich ein Durchbruch im Zwist betreffend Wälzung der Gestehungskosten auf die Verbraucher ist der Vorschlag, in der Grundversorgung Strom aus einheimischen erneuerbaren Quellen zu bevorzugen. So können kleine Endverbraucher auf einfache Art die Energiestrategie unterstützen, indem sie in der Grundversorgung verbleiben. Damit würde auch die Schweizer Wasserkraft als systemrelevante Komponente gestärkt und muss nicht zusätzlich gefördert werden. Es ist sogar zu überlegen, ob damit auf die Förderung der neuen erneuerbaren Energien generell verzichtet werden kann (KEV wird überflüssig)? Allerdings ist es fragwürdig, in einem liberalisierten Strommarkt Netzbetrieb und Stromlieferung beieinander zu halten. Netzbetreiber sollten keine Energielieferanten mehr sein (vollständige Entflechtung). Der grössere Teil des Stromverbrauchs wird bereits am Markt beschafft. Für den Teil, der

weiterhin in der Grundversorgung geliefert wird, ist es zu prüfen, ob er aus einer einzigen Bilanzgruppe geliefert werden soll. Dem Betreiber der BG können dann Vorgaben gemacht werden, wie er die einheimischen erneuerbaren Energien zu berücksichtigen hat und Produzenten können ihre Energie der BG Grundversorgung anbieten. Die Preisfindung am Vergleichsmarkt erübrigt sich damit. Im Unterschied zu Produkten, die am Markt angeboten werden, wäre der Tarif in der Grundversorgung weiterhin der Kostenkontrolle durch die ElCom zu unterstellen. Der Betreiber der BG Grundversorgung müsste ähnlich wie die Bilanzgruppe für die neuen erneuerbaren Energien auf dem Markt ausgeschrieben werden.

Es ist bei diesem Modell, das weitgehend die bisherige cost+ Regulierung der Energietarife weiter führt, darauf zu achten, dass die Produktion der erneuerbaren Energie und deren Verbrauch möglichst synchron erfolgen. Eine simple buchhalterische Belieferung auf Basis von «jährlichen» HKNs, die der Grundversorgung angelastet werden, während Graustrom am Markt beschafft wird, ist **für dieses Produkt (Grundversorgung)** evt. nicht angemessen, da dies der Absicht widerspricht, mit der Grundversorgung einheimische erneuerbare Energien zu stützen.

Ganz anders sehen wir den Umgang mit HKN beim Endverbrauch im Markt (Erläuternder Bericht S. 29). Da HKNs bei börsengehandeltem Strom sowieso keinen Bezug zum physikalisch gelieferten Strom haben, sondern den Käufern lediglich suggerieren, dass sie eine bestimmte Stromqualität beziehen können (beispielsweise Solarstrom um Mitternacht), **führt die angedachte Verkürzung der Nachweisperiode am Ziel vorbei.** Mit den HKNs sollen ja bestimmte Produktionsarten gestützt werden, weil HKNs mit der Hoffnung verbunden sind, dass Endverbraucher lieber «sauberen» Strom beziehen. Eine zeitliche Auflösung der Schweizer Stromproduktion aus Wasserkraft auf Quartals oder Monatsbasis zeigt aber, dass im Sommer die Produktion aus den Wasserkraftwerken den Verbrauch deutlich übersteigt. In dieser Zeit wären die Preise für CH H₂O-HKNs im Keller. Der Preis wird dann im Wesentlichen durch die Kosten für Auditierung, Zertifizierung und Handel bestimmt. Bei den Produzenten der Wasserkraft kommt vom Erlös praktisch nichts an, weil das Angebot die Nachfrage bei weitem übersteigt. Im Winter hingegen ist der Verbrauch deutlich höher als die Produktion. Die HKNs werden unerschwinglich. Kleinkunden werden deshalb aus der Grundversorgung in den Markt wechseln und damit das Ziel dieser Regulierung unterlaufen.

Eine Verschärfung der bereits heute geltenden einseitigen Vorgabe für die Schweizer Verbraucher macht den Strom einfach teurer, ohne einen Mehrwert zu schaffen. Preissensitive Branchen werden deshalb erst recht auf billigere ausländische Bescheinigungen ausweichen.

Energy Only Markt

Wie bereits bei verschiedenen Gelegenheiten erwähnt, befürwortet die Lonza den Energy Only Markt (EOM). Wie die Systemanalysen von ElCom und BFE zeigen, ist der Energy Only Markt geeignet, die Schweiz sicher mit Strom zu versorgen, steht aber noch am Anfang seiner Entwicklung. Verbesserungen am Marktdesign sind möglich. Es gibt unausgeschöpftes Verbesserungspotenzial, das mit moderner Informations- und Kommunikationstechnologie erschlossen werden kann. Dies betrifft die Preissignale für Ausgleichsenergie, die in Echtzeit oder zumindest viel zeitnäher als heute bei den Bilanzgruppen ankommen müssen. Am Spotmarkt sollen kurzfristige Anpassungen an den Bedarf gemacht werden können. Die Liquidität von Kurzfristprodukten wird durch den reibungslosen Zugang zum Strommarkt der EU verbessert. **Dazu braucht es ein Stromabkommen.**

Strategische Reserve

Eine bessere Anbindung an den europäischen Strombinnenmarkt ist die wichtigste Massnahme für die Gewährleistung der langfristigen Stromversorgungssicherheit. Die nun vorgeschlagene strategische Reserve halten wir für einen tolerierbaren Kompromiss um die Versorgungssicherheit auch unter Extrembedingungen abzusichern. Wichtig dabei scheint uns, dass

- a. Die Reserve technologie-neutral ist,
- b. Die ElCom als unabhängige Institution bestimmt, wieviel Energie für welches Jahr in die Reserve reingenommen wird (0 – xxx GWh)
- c. Für die operative Ausführung und Ausschreibungen können Dritte, insbesondere aber die Swissgrid als TSO von der ElCom zugezogen werden

Bei der Bestimmung der zu kontrahierenden Energie sollen bereits bestehende Möglichkeiten und Mechanismen im Spotmarkt und bei der Ausgleichsenergie besser genutzt werden, um bei Knappheitssituationen die richtigen Preissignale an die Akteure zu schicken. Swissgrid hat es bereits heute in der Hand, mit grösserem zeitlichem Vorlauf Regelenergie für die kritischen Monate anfangs Jahr zu sichern und bei der Ausgleichsenergie Anreize für bessere Fahrplanteue zu setzen.

Bei einer expliziten Regelung sind die Grundsätze für die Entschädigung, bzw. Kostentragung der Speicherreserve im Gesetz klar zu regeln. Im Ergebnis soll durchgängig klar sein, welche (Vorhalte-/ Opportunitäts-) Kosten über das Netznutzungsentgelt und welche Kosten über die verursachenden Bilanzgruppen zu finanzieren sind.

Zusätzliche staatliche Förderungen für Investitionen in Leistungen und Kapazitäten werden strikt abgelehnt.

Verursachergerechtere Netztarifierung

Die stärkere Gewichtung des Leistungsbezugs bei den Netztarifen ist sachgerecht, da die entscheidende Grösse im Netz zu deren Dimensionierung die maximale Leistung ist. Dabei sind die in den Stakeholdermeetings vorgeschlagenen 90% als minimale Grösse zur Wälzung vorzusehen, jedoch nicht als Mittelwert der monatlichen Höchstleistungen, sondern direkt der Jahreshöchstleistung. Es ist die Jahreshöchstleistung und nicht der Mittelwert über alle Monate, welche die kostenverursachende Grösse beim Erstellen und Nutzen des Netzes darstellt. Jeder Nutzer hat die Möglichkeit durch Lastmanagement seine Spitze zu optimieren und somit wird auch ein wirtschaftlich sinnvoller Netzausbau möglich sein. Soweit zu gehen wie beim Gas, dass man im Vorjahr die jährliche Höchstleistung „reservieren/bestellen“ muss, ginge unseres Erachtens zu weit und es müssten damit zusätzlich Regeln beim Überschreiten der reservierten Leistung getroffen werden – Bürokratie.

Nach eingehender Prüfung und entgegen früheren Äusserungen sind wir beim Vorschlag für das Betragsnettoprinzip für die Wälzung der Arbeitskomponente im Netztarif (Erläuterungen S. 33) zum Schluss gekommen, dass das Betragsnettoprinzip teilweise zu massiven Kostensteigerungen bei den Netzentgelten führen wird. Insbesondere wenn in Netzgebieten mit viel Wasserkraftwerk bzw. viel PV einspeisen. Dann wird ein Grossteil der Produktion zurückgespeist. Da die Produktion aber von der Bezahlung des Netzentgeltes befreit ist, müssten die Endverbraucher ein signifikant höheres Netzentgelt bezahlen. **Das Betragsnettoprinzip wäre dann ok, wenn vom Ausspeiseprinzip abgesehen würde und alle Nutzer des Netzes ihren Beitrag leisten.** Um das Bruttoprinzip wurde seinerzeit im Parlament hart gerungen – es ist ein Kompromiss. Weil das Übertragungsnetz auch bei viel dezentraler Produktion der Versorgungssicherheit

dient ist es gerechtfertigt, dass die unteren Netzebenen gemäss Bruttoprinzip einen Beitrag leisten.

Sunshine Regulierung

Die Sunshine-Regulierung ist geeignet, erhöhte Transparenz zu schaffen und ggf. den Ausgangspunkt für die Anreizregulierung zu setzen. Die Einführung der Sunshine-Regulierung und die öffentliche Publikation der Resultate ist damit richtig.

Oberstes Ziel muss es sein, die Effizienz der Netze zu steigern. Eine „Der Bundesrat kann“-Formulierung, zur direkten Einführung einer Anreizregulierung ohne eine zusätzlich nötige Gesetzesänderung, ist aus Sicht von Lonza der richtige Mittelweg zwischen den Interessen der Branche und den Verbrauchern. Die Branche bleibt viel lieber bei der Cost+Regulierung und scheut eine Anreizregulierung, womit auch die Anstrengungen zur Effizienzsteigerung grösser sein dürften. Dem Gesetzgeber, der im Interesse der Verbraucher für den Vollzug bessere Voraussetzungen schaffen muss, damit nur die Kosten eines effizienten Netzes zu Lasten der Verbraucher angerechnet werden, gibt es neue Möglichkeiten. Dies muss jedoch ohne Umweg über das Parlament direkt via Anpassung der Verordnung gemacht werden können.

Flexibilitätsregulierung

Bei der Verwertung von Flexibilität sehen wir noch ungelöste Zielkonflikte zwischen Interessen der Verteilnetzbetreiber und weiteren Akteuren, die Flexibilität vermarkten wollen. Klar ist, dass die Kosten für Regelenenergie – das ist Nutzung netzdienlicher Flexibilität für das Übertragungsnetz – über die Systemdienstleistungen abgegolten werden. Der Markt für Regelenenergie funktioniert, was u.a. darin zum Ausdruck kommt, dass die Preise für Regelenenergie dank dem wettbewerblichen Umfeld gesunken sind. Falls mit dem neuen Art. 15 Abs. 2 Bst. d. die Anrechenbarkeit für «die Kosten für die Nutzung von Flexibilität» in den Verteilnetzen gemeint ist, sind wir der Meinung, dass dies in die falsche Richtung geht bzw. dass damit für Verteilnetzbetreiber eine neue Möglichkeit geschaffen wird, anrechenbare Kosten zu generieren. Verteilnetzbetreiber nutzen seit langem mit den Rundsteuerungen die Flexibilität bestimmter stromverbrauchender Geräte. Dass die relativ starren Rundsteuerungen in einem Umfeld mit vermehrt dezentraler Einspeisung wahrscheinlich nicht mehr ganz zeitgemäss sind, um angebots- und verbrauchsgerecht zu steuern, liegt auf der Hand. Die smarten Technologien ermöglichen zunehmend flexiblere Ansteuerungen von Verbrauchsgruppen. Es ist den Verteilnetzbetreibern überlassen, sich diese Flexibilität über differenzierte Tarife zu erschliessen. Dabei fallen keine Kosten an, die über das hinausgehen, was zum normalen Netzbetrieb gehört. Es fällt ein Nutzen an, in Form von besseren Steuerungsmöglichkeiten.

Falls hier eine andere Art der Nutzung von Flexibilität durch Verteilnetzbetreiber gemeint ist, etwa in Form von Kontrahierung von Flexibilität gegen Entgelt, müsste das spezifiziert werden. Aufgrund der Anrechenbarkeit der Kosten bei den Verteilnetzbetreibern würden damit alle Drittanbieter (z.B. Regelenenergiepools) aus dem Markt gedrängt, weil letztere immer von den Verteilnetzbetreibern überboten werden können.

Wahrscheinlich braucht es Praxiserfahrung und ein iteratives Vorgehen bei der Regulierung. Richtig ist, dass die Inhaber der Flexibilität grundsätzlich entscheiden können, ob und wo sie diese zur Verfügung stellen wollen.

Liberalisierung Messwesen

Nach wie vor eine unvollendete Baustelle ist das Messwesen. Eine Teilliberalisierung schafft neue Abgrenzungskonflikte und verhindert durchgängige effiziente Lösungen. In

der Analogie zur vollständigen Marktöffnung ist eine vollständige Liberalisierung des Messwesens die bestmögliche Lösung!

Eine vollständige Liberalisierung des Messwesens hat zwei Gründe:

- a. Netzbetreiber verlangen teilweise deutlich zu hohe Tarife für die Verbrauchsmessungen.
- b. Die Qualität der Messungen ist teilweise mangelhaft und muss mit grossem Aufwand von Hand korrigiert werden bzw. die Daten fehlen schlicht weg oder kommen zu spät für die Erstellung von Kurzfristprognosen. Für die Ausgeglichenheit von Bilanzgruppen ist das kostenrelevant.

Eine Auswertung der mangelhaften Datenlieferung zeigt, dass nicht in erster Linie EVU dafür verantwortlich sind, sondern ziemlich oft die von diesen beauftragten Dienstleister. Es ist deshalb nicht sicher, ob die Teilliberalisierung beim Messwesen tatsächlich die erhoffte Verbesserung bei den Messdaten bringen wird. Da sich die EVU zudem mit viel Kraft gegen die Liberalisierung des Messwesens stemmen, sollten unabhängig von der Liberalisierung des Messwesens Massnahmen implementiert werden, mit denen die Datenqualität und deren Verfügbarkeit verbessert werden können. Es sind verschiedene technische Lösungen denkbar, wichtig ist es ein System zu implementieren, das durchgängig ist und dass der Datenschutz gewährleistet werden kann.

Wir verweisen diesbezüglich auf die Ausführungen zu einem möglichen Datahub in den Erläuterungen auf Seite 40ff. Sämtliche Stamm- und Messdaten sollen berechtigten Akteuren zeitnah und zuverlässig zur Verfügung gestellt werden. Dieser Sachverhalt soll explizit auf Gesetzesstufe vorgeschrieben werden. Gemäss einem kürzlich vom BFE publizierten Bericht wäre ein zentrales Datenregister aus heutiger Sicht die volkswirtschaftlich effizienteste Lösung für alle Beteiligten.

Beiliegend sind unsere konkreten Anträge, Bemerkungen und Begründungen aufgeführt. Wir weisen darauf hin, dass unsere oben aufgeführten Anliegen sowie die Anträge implizieren, dass die zugehörigen Passagen im erläuternden Bericht ebenfalls angepasst werden müssen, da letzterer bei späterer Auslegung des Gesetzes durch die Gerichte beigezogen werden kann.

Die Lonza dankt für die Berücksichtigung unserer Anliegen und ist bereit, bei der Entwicklung der Lösungsvorschläge mit zu arbeiten.

Freundliche Grüsse
Lonza AG



Jörg Solèr
Standortleiter Visp



Roger Holzer
Leiter E-Mgt. & Stromversorgung

Beilage: erwähnt

Beilage: Anträge, Bemerkungen und Begründungen

1. Kapitel: Allgemeine Bestimmungen

Art. 4 Abs. 1 Bst. e

Regelenergie: automatisch oder manuell abrufbarer Einsatz von Elektrizität zur Einhaltung des geplanten Elektrizitätsaustausches und zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebes;

Bemerkung:

Die Lonza begrüsst die Erweiterung der Definition von Regelenergie.

Art. 4 Abs. 1 Bst. j

Antrag:

Verrechnungsmessung: Messung ~~im Netz~~ zu Abrechnungszwecken; dazu gehören der Messstellenbetrieb und die Messdienstleistungen;

Bemerkung:

Die Lonza begrüsst die Differenzierung zwischen Verrechnungsmessung (Bst. j) und Betriebsmessung (Bst. m). Allerdings weisen wir darauf hin, dass Verrechnungsmessungen bei den Endkunden i.d.R. nicht «im Netz» stattfinden, falls damit das Verteilnetz gemeint ist, sondern zum Arealnetz oder zur Hausinstallation gehören.

Art. 4 Abs. 1 Bst. k

Messstellenbetrieb: Einbau, Betrieb und Wartung der Messmittel in einer Messstelle;

Bemerkung:

Die Lonza begrüsst die Legaldefinition von Messstellenbetrieb.

Art. 4 Abs. 1 Bst. l

Antrag:

Messdienstleistungen: Erfassung, Bearbeitung und **fristgerechte** Übermittlung der Messdaten;

Bemerkung und Begründung:

Die Lonza begrüsst die Legaldefinition von Messdienstleistungen, möchte aber spezifiziert haben, dass die Übermittlung der Daten fristgerecht zu erfolgen hat. Das ist insbesondere für Bilanzgruppenbetreiber essenziell, die mit den Verbrauchsdaten die Kurzfristprognose für die Spotmarktbeschaffung erstellen (day ahead).

2. Kapitel: Versorgungssicherheit

1. Abschnitt: Gewährleistung der Grundversorgung

Art. 5 Abs. 2

Antrag:

~~Die Netzbetreiber sind neben dem Netzbetrieb auch für die Grundversorgung verantwortlich. Sie~~ Die Netzbetreiber sind verpflichtet, in ihrem Netzgebiet alle Endverbraucher innerhalb der Bauzone und ganzjährig bewohnte Liegenschaften und Siedlungen ausserhalb der Bauzone sowie alle Elektrizitätserzeuger an das Elektrizitätsnetz anzuschliessen.

Bemerkungen und Begründung:

Es ist zu prüfen, ob in einem liberalisierten Strommarkt Netzbetrieb und Stromlieferung beieinander zu halten sind. Sie sollten besser völlig getrennt werden. Es wäre ebenfalls zu prüfen, ob feste Endverbraucher schweizweit in einer einzigen Bilanzgruppe geführt werden sollten. Der Betrieb der «BG Grundversorgung» könnte analog zur Bilanzgruppe für erneuerbare Energien (BG der KEV-geförderten Erneuerbaren) ausgeschrieben werden. Sie kann strategisch so ausgerichtet werden, dass die BG für erneuerbare Energien mit der Zeit mit der «BG Grundversorgung» zusammengeführt wird.

Art. 6 Grundversorgung

Antrag:

Die **Stromkennzeichnung** im erläuternden Bericht auf Seite 29 ist dahingehend anzupassen, dass grundsätzlich die Hinterlegung der Herkunftsnachweise wie bisher auf Jahresbasis erfolgt! Eventualiter kann für die Grundversorgung eine schärfere Formulierung ok sein.

Begründung:

Es ist bei diesem Modell, das weitgehend die bisherige cost+ Regulierung der Energietarife weiter führt, darauf zu achten, dass die Produktion der erneuerbaren Energie und deren Verbrauch möglichst synchron erfolgen. Eine simple buchhalterische Belieferung auf Basis von «jährlichen» HKNs, die der Grundversorgung angelastet werden, während Graustrom am Markt beschafft wird, ist für dieses Produkt evt. nicht angemessen, da dies der Absicht widerspricht, mit der Grundversorgung einheimische erneuerbare Energien zu stützen.

Ganz anders sehen wir den Umgang mit HKN beim Endverbrauch im Markt (Erläuternder Bericht S. 29). Da HKNs bei börsengehandeltem Strom sowieso keinen Bezug zum physikalisch gelieferten Strom haben, sondern den Käufern lediglich suggerieren, dass sie eine bestimmte Stromqualität beziehen können (beispielsweise Solarstrom um Mitternacht), führt die angedachte Verkürzung der Nachweisperiode am Ziel vorbei. Mit den HKNs sollen ja bestimmte Produktionsarten gestützt werden, weil HKNs mit der Hoffnung verbunden sind, dass Endverbraucher lieber «sauberen» Strom beziehen. Eine zeitliche Auflösung der Schweizer Stromproduktion aus Wasserkraft auf Quartals oder Monatsbasis zeigt aber, dass im Sommer die Produktion aus den Wasserkraftwerken den Verbrauch deutlich übersteigt. In dieser Zeit wären die Preise für CH H₂O-HKNs im Keller. Der Preis wird dann im Wesentlichen durch die Kosten für Auditierung, Zertifizierung und Handel bestimmt. Bei den Produzenten der Wasserkraft kommt vom Erlös praktisch nichts an, weil das Angebot die Nachfrage bei weitem übersteigt. Im Winter hingegen ist der Verbrauch deutlich höher als die Produktion. Die HKNs werden unerschwinglich. Kleinkunden werden deshalb aus der Grundversorgung in den Markt wechseln und damit das Ziel dieser Regulierung unterlaufen.

Eine Verschärfung der bereits heute geltenden einseitigen Vorgabe für die Schweizer Verbraucher macht den Strom einfach teurer, ohne einen Mehrwert zu schaffen. Preissensitive Branchen werden deshalb erst recht auf billigere ausländische Bescheinigungen ausweichen.

Art. 6 Abs. 1

Antrag:

Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von weniger als 100 MWh pro Verbrauchsstätte, die von ihrem Netzzugang nicht oder nicht mehr Gebrauch machen, ~~haben Anspruch, vom Netzbetreiber ihres Netzgebiets~~ werden durch die Bilanzgruppe Grundversorgung jederzeit zu angemessenen Elektrizitätstarifen mit der gewünschten Menge an Elektrizität versorgt zu werden (Grundversorgung).

Begründung:

Ein grosser Teil des Stromverbrauchs wird bereits am Markt beschafft. Für den Teil, der weiterhin in der Grundversorgung geliefert wird, ist es zu prüfen, ob er aus einer einzigen Bilanzgruppe geliefert werden soll. Dem Betreiber der BG können dann Vorgaben gemacht werden, wie er die einheimischen erneuerbaren Energien zu berücksichtigen hat und Produzenten können ihre Energie der BG Grundversorgung anbieten. Zudem können die Produzenten, deren Förderung in der Bilanzgruppe der erneuerbaren Energien ausgelaufen ist, ggf. in die BG Grundversorgung liefern.

Art. 6 Abs. 2

Antrag:

~~Die Netzbetreiber bieten in der Grundversorgung als Standard ein Elektrizitätsprodukt an, das auf der Nutzung einheimischer sowie überwiegend oder ausschliesslich erneuerbarer Energie beruht.~~

In der Grundversorgung soll bevorzugt einheimische sowie überwiegend oder ausschliesslich erneuerbare Energie angeboten werden. Der Bundesrat regelt den Aufbau und den Betrieb der Bilanzgruppe Grundversorgung.

Begründung:

Es ist fragwürdig, ob in einem geöffneten Strommarkt Netzbetreiber zur Lieferung von Strom verpflichtet werden sollen. Das ist die Aufgabe von Stromlieferanten. Bereits heute verfügen die wenigsten Netzbetreiber über Eigenproduktion. Sie sind verpflichtet, Endverbraucher unter festgelegten Bedingungen anzuschliessen und Netze zu betreiben. Da schweizweit vorgeschrieben wird, dass in der Grundversorgung einheimische erneuerbare Energie bevorzugt werden soll, sollten nicht die Netzbetreiber, sondern eine von dieser unabhängigen Instanz die Energie liefern (vollständige Entflechtung). In der Grundversorgung gelten dann für alle Kundengruppen jeweils einheitliche von der ElCom überprüfbare Tarife. Die Ermittlung eines Vergleichsmarktpreises erübrigt sich. Die Abwicklung der BG Grundversorgung könnte analog zur BG der erneuerbaren Energien erfolgen und zu gegebener Zeit eventuell mit dieser zusammengeführt werden.

Endkunden, die von sich aus keinen Energielieferanten wählen, werden ohne weiteres von der BG Grundversorgung beliefert. Jene, denen der Tarif oder der Produktionsmix in der Grundversorgung nicht zusagt, können im vollständig liberalisierten Strommarkt einen anderen Anbieter wählen.

Art. 6 Abs. 3

Antrag:

Die Elektrizitätstarife der Grundversorgung müssen für ein Jahr fest und für Endverbraucher mit gleichartiger ~~Verbrauchs~~ **Bezugs**charakteristik einheitlich sein. ~~Sie gelten als angemessen, wenn sie sich im Rahmen der Marktpreise vergleichbarer Elektrizitätsprodukte des betreffenden Jahres (Vergleichsmarktpreise) bewegen.~~

Begründung:

Bei Eigenverbrauchsgemeinschaften ist das Verbrauchsprofil nicht bekannt. Relevant für die Belieferung mit Strom ist das Bezugsprofil vom Netz.

Der Bundesrat kann mit der vorgeschlagenen «BG Grundversorgung» auf Verordnungsstufe die Modalitäten für das Elektrizitätsprodukt festlegen, das auf der Nutzung einheimischer sowie überwiegend oder ausschliesslich erneuerbarer Energie beruhen soll.

Vergleichsmarktpreise sind per se nicht bekannt, da im vollständig geöffneten Strommarkt Preise individuell ausgehandelt werden können. Von Lieferanten publizierte «Vergleichsmarktpreise» können mittels Scheinangeboten relativ einfach manipuliert werden. Deshalb ist es besser, man führt in der Grundversorgung das bisherige System der anrechenbaren Kosten weiter, die von der ECom überprüft werden können.

Wenn eine BG Grundversorgung geschaffen würde, sind wir der Meinung, dass die Beschaffung der Energie und der Betrieb der Bilanzgruppe durch Ausschreibung erfolgen muss.

Art. 6 Abs. 4

Antrag:

~~Der Bundesrat regelt die Einzelheiten; insbesondere legt er fest:~~

Begründung:

Absatz 4 ist nicht mehr nötig, wenn eine «BG Grundversorgung» eingerichtet würde.

Bst. a

Antrag:

~~die Grundsätze für die Ermittlung der Vergleichsmarktpreise;~~

Begründung:

Bestimmung ist überflüssig, wenn eine «BG Grundversorgung» eingerichtet würde und die Preise für den Elektrizitätstarif mittels Ausschreibung und Kostenkontrolle durch die ECom ermittelt werden.

Bst. b

Antrag:

~~den Mindestanteil der erneuerbaren Energie am Standardelektrizitätsprodukt.~~

Begründung:

Wäre mit der Anpassung von Art. 6 Abs. 2 bereits möglich und deshalb hier überflüssig.

Art. 7 Ersatzversorgung

Antrag: Art. 7 Aufteilung von Art. 7 in zwei Absätze

Art. 7 Abs. 1

Beauftragt ein Endverbraucher bei Beendigung eines Elektrizitätslieferverhältnisses nicht rechtzeitig einen neuen Lieferanten oder fällt sein Lieferant aus, so wird er, auch bei einem Jahresverbrauch von mehr als 100 MWh pro Verbrauchsstätte, bei Bedarf ersatzweise ~~vom Netzbetreiber seines Netzgebiets~~ von der Bilanzgruppe Grundversorgung versorgt. Dieser ist dabei nicht an die Elektrizitätstarife der Grundversorgung gebunden.

Begründung:

Wenn nicht jeder einzelne Netzbetreiber mehr für die Grundversorgung zuständig ist, sondern die «BG Grundversorgung», dann soll bei Lieferantenausfall diese in die Lücke springen.

Antrag: Art. 7 Einführung von Abs. 2

Art. 7 Abs. 2

Der Preis für die Ersatzversorgung richtet sich nach dem Spotmarktpreis zuzüglich angemessenen Aufschlägen für Ausgleichsenergie und Dienstleistung. Der Bundesrat regelt die Einzelheiten.

Begründung:

Bei Lieferantenausfall soll der Endverbraucher seine Energie gemäss Spotmarkt plus Zusatzkosten bezahlen. Die «BG Grundversorgung» muss sowieso aufgrund der Kurzfristprognosen am Spotmarkt beschaffen und die Ausgleichsenergie abrechnen. Details, auch bezüglich einem angemessenen Dienstleistungsentgelt, können in der Verordnung festgelegt werden.

Art. 17 Abs. 2 und 3 EnG

Antrag:

Anpassung der Verweise auf das StromVG in Art. 17 Abs. 2 und 3 EnG

Begründung:

In Art. 17 Abs. 2 und 3 EnG wird u.a. auf Art. 7 StromVG verwiesen. Der neue Art. 7 StromVG bezieht sich nicht mehr auf die Grundversorgung, wie bei Inkrafttreten des revidierten EnG. Es ist daher zu prüfen, wie der Verweis im EnG korrekt lauten muss.

2. Abschnitt: Sicherstellung der Versorgung

Art. 8 Abs. 1^{bis}

Antrag:

~~Die~~ Elektrizitätserzeuger, ~~die~~ Endverbraucher und ~~die~~ sonstigen direkt oder indirekt an das Netz Angeschlossenen unterstützen ~~ihren~~ Netzbetreiber bei Massnahmen zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs.

Begründung:

Für die Umsetzung relevant sind Art. 17b^{bis} - Nutzung von Flexibilität und Art. 20a - Massnahmen bei Gefährdung des sicheren Übertragungsnetzbetriebs. Diese Bestimmungen betreffen nicht nur «ihren» Netzbetreiber, sondern auch andere «Flexibilitäts-Akteure», z.B. Regelenenergiepoolbetreiber oder Swissgrid als Übertragungsnetzbetreiber.

Art. 8a Abs. 1

Antrag:

Zur Absicherung gegen ausserordentliche Situationen wie ~~durch Energiemangel bedingte~~ kritische Versorgungsengpässe oder -ausfälle ~~wird jährlich eine Speicherreserve gebildet. In dieser Reserve halten die daran teilnehmenden Betreiber während einer bestimmten Zeit gegen Entgelt Energie so vor, dass im Bedarfsfall Elektrizität abrufbar ist. kann die EICom wettbewerbliche Ausschreibungen für die Vorhaltung einer Reserve durchführen. Sie kann dafür Dritte beauftragen, insbesondere die nationale Netzgesellschaft.~~

Begründung:

Es soll in der Beurteilung und im Ermessen der EICom liegen, wann sie Massnahmen bei Gefährdung der Versorgung ergreifen will. Die Einrichtung einer Speicherreserve ist allenfalls als kurzfristige Notmassnahme gerechtfertigt, sollte aber nicht dauernd erforderlich sein und jährlich wiederkehrend eingerichtet werden, sonst verzerrt das den Markt und kann falsche Anreize für strategisches Verhalten der Produzenten schaffen für Marktmanipulationen. Es werden damit ohnehin weitere Kosten aus dem Energy-Only-Markt in den Netzbereich verlagert.

Der Grundsatz für eine wettbewerbliche Beschaffung der Reserve ist zu verankern.

Alsdann wäre eine Notmassnahme nicht nur auf Speicher zu begrenzen, sondern soll technologieneutral sein und auch die Möglichkeit beinhalten, dass Last reduziert werden kann. Bereits heute könnte die nationale Netzgesellschaft Swissgrid für die kritische Zeit anfangs Jahr frühzeitig Reserveenergie kontrahieren.

Art. 8a Abs. 2

Antrag:

Zur Teilnahme an der Reserve berechtigt sind ~~Speicherkraftwerke und Speicherbetreiber~~ ~~alle~~ Elektrizitätserzeuger und Flexibilitätsanbieter mit ans Schweizer Netz angeschlossenen Anlagen. ~~Speichern, bei denen Energie in Elektrizität umgewandelt werden kann. Die teilnehmenden Betreiber werden jährlich mittels Ausschreibung ermittelt.~~

Begründung:

Die Reserve sollte technologieneutral sein (alle Elektrizitätserzeuger/Produktionsarten) und ebenfalls Verbrauchsreduktionen zulassen. Wettbewerbliche Ausschreibungen sind in Abs. 1 verschoben worden.

Art. 8a Abs. 3

Antrag:

Die ECom legt **bei Bedarf** in Absprache mit der nationalen Netzgesellschaft **jährlich** die Eckwerte für die Reserve fest, insbesondere:

- a) **die Auslösekriterien für die Festlegung einer Reserve,**
- b) **die nötige Vorhaltemenge und den Vorhaltezeitraum,**
- c) ~~die Grundzüge der Ausschreibung, einschliesslich~~ allfällige Entgeltobergrenzen,
- d) **die Entschädigung bei einem Abruf,**
- e) ~~der~~ **die** Strafzahlungen, die die teilnehmenden Betreiber leisten müssen, wenn sie ihren Vorhalteplichten nicht nachkommen,
- f) **die Bedingungen einer vorzeitigen Auflösung.**

Die Eckwerte müssen primär eine effektive Beschaffung gewährleisten und erst in zweiter Linie nichtdiskriminierend sein.

Begründung:

Die Festlegung der Vorhaltemenge soll flexibel gehandhabt werden können. Die Bildung einer Reserve soll im Ermessen der ECom liegen und nur gebildet werden, wenn die ECom die Situation als kritisch beurteilt. Die Grundzüge / Mechanismen für die Entschädigung für die Vorhaltung, für den Abruf und die vorzeitige Auflösung wie auch der Preisaufschlag bei einem Abruf müssen aufeinander abgestimmt sein, um die Risiken für Fehlanreize, Marktmanipulationen und Mitnahmeeffekte zu minimieren.

Art. 8a Abs. 4

Antrag:

~~Die nationale Netzgesellschaft nimmt die jährliche operative Abwicklung der Reserve vor. Sie hat insbesondere folgende wiederkehrenden Aufgaben:~~

- ~~a) Sie legt die Modalitäten der Ausschreibung, einschliesslich der Eignungs- und Zuschlagskriterien, sowie die Modalitäten des Abrufs fest.~~
- ~~b) Sie führt die Ausschreibung durch und ermittelt so die teilnehmenden Betreiber, soweit sinnvoll auch für mehr als ein Jahr, und schliesst mit ihnen eine Vereinbarung.~~
- ~~c) Sie überwacht die Einhaltung der Vorhalteplichten.~~

Die ECom überwacht die Einhaltung der Vorhalteplichten.

Begründung:

Gemäss unserem Antrag zu Art. 8a Abs. 1 kann die ECom Dritte für die Umsetzung beiziehen, insbesondere die nationale Netzgesellschaft. Art. 8a Abs. 4 legt die Überwachung der Vorhalteplicht in die Verantwortung der ECom, die ja auch die Vorhaltung einer Reserve veranlassen und bei Nichteinhaltung allfällig kontrahierter Vorhalteplichten Strafzahlungen verfügen kann.

Art. 8a Abs. 5

Antrag:

Zeichnet sich eine **durch Energiemangel bedingte** kritische Versorgungssituation ab,

- a) gibt die ElCom die Reserve **auf Antrag der Netzgesellschaft in Absprache mit der nationalen Netzgesellschaft** zum Abruf frei.
- b) ~~Macht der Markt die nötige Energie nicht verfügbar oder tritt der~~ **Im** Bedarfsfall ~~anderswie ein,~~ ruft die nationale Netzgesellschaft die zusätzlich nötige Energie zur Deckung der unausgeglichene Bilanzgruppen ab.
- c) Sie leistet ~~zu deren Lasten~~ eine Entschädigung an die **Betreiber Elektrizitätserzeuger und Flexibilitätsanbieter**, bei denen der Abruf stattfindet.
- d) **Die nationale Netzgesellschaft stellt den unausgegleichenen Bilanzgruppen die Entschädigung mit einem Preisaufschlag in Rechnung. Sie legt den Preisaufschlag so fest, dass die Bilanzgruppen einen Anreiz haben, ausgeglichen zu sein und Missbräuche verhindert werden.**

Bemerkungen und Begründung:

Gemäss unserem Antrag zu Art. 8a Abs. 1 kann die ElCom wettbewerbliche Ausschreibungen für die Vorhaltung einer Reserve durchführen und für die Umsetzung insbesondere die nationale Netzgesellschaft beiziehen. In einer solchen Situation gibt es also bereits einen regen Austausch zwischen Swissgrid und der ElCom. Die ElCom soll in eigener Kompetenz entscheiden können, wann der Zeitpunkt für die Freigabe zum Abruf gekommen ist und nicht auf einen Antrag von Swissgrid warten müssen.

Unbestritten ist, dass für die Vorhaltung der Reserve und für deren Abruf den Anbietern eine Entschädigung zusteht und dass diese Kosten von den Verursachern getragen werden müssen.

Art. 8a Abs. 6

Antrag:

~~Der Bundesrat regelt die Einzelheiten, insbesondere:~~

- ~~a) die Kriterien zur Festlegung der Vorhaltungsmenge und der übrigen Dimensionierung der Reserve;~~
- ~~b) den Reserveabruf, wobei Störungen der Energie- und Systemdienstleistungsmärkte möglichst zu vermeiden sind, sowie die ausnahmsweise Möglichkeit einer vorzeitigen Reserveauflösung;~~
- ~~c) die Auskunft, Angabe und Zutritts-gewährungspflichten der Betreiber;~~
- ~~d) allfällige besondere Regeln für Partnerwerke;~~
- ~~e) Kriterien für einen Preisaufschlag analog zur Ausgleichsenergie;~~
- ~~f) eine allfällige Erweiterung der Berechtigung zur Teilnahme an der Reserve auf Anbieter von Nachfrageflexibilität.~~

Begründung:

Vorhaltungsmenge und Dimensionierung sind in Abs. 3 a, Reservefreigabe in Abs. 5, Überwachung in Abs. 4, und der Preis in Abs. 5 geregelt. Die technologieneutrale Ausgestaltung der Reserve ist eine Grundforderung von Lonza.

3. Kapitel: Netznutzung

1. Abschnitt: Entflechtung, Kostenrechnung und Information

Art. 12 Abs. 2

Antrag:

Der Bundesrat kann vorsehen, dass Anbieter von Elektrizität ~~bestimmte Angaben zur Herkunft der Elektrizität machen und~~ bestimmte Vertragsbedingungen offenlegen müssen.

Begründung:

Die Kennzeichnung von Elektrizität und der Nachweis der Herkunft der Elektrizität sind bereits in Art. 9 EnG i.V.m. Art. 4 EnV sowie in der HKNV geregelt. Diese Bestimmungen gelten unabhängig davon, ob die Elektrizität an Endverbraucher im Markt oder in der Grundversorgung geliefert wird.

Art. 12 Abs. 3

Antrag:

Die Netzbetreiber stellen für die Netznutzung transparent und vergleichbar Rechnung. Die Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen und der Netzzuschlag nach Artikel 35 des Energiegesetzes vom 30. September 2016³ sind gesondert auszuweisen. Soweit die Netzbetreiber ~~Endverbraucher mit Elektrizität beliefern,~~ den Messstellenbetrieb vornehmen oder als Messdienstleister auftreten, sind auch diese Positionen auf der Rechnung gesondert auszuweisen.

Begründung:

Netzbetreiber sollten im vollständig geöffneten Strommarkt keine Verantwortung für die Energielieferung tragen. Die Lonza begrüsst die Transparenz bei den Kosten für Messstellenbetrieb und Messdienstleistung.

2 Abschnitt: Netzzugang und Netznutzungsentgelt

Art. 14 Abs. 3^{bis}

Antrag:

Auf Spannungsebenen unter 1kV gelten bei ganzjährig genutzten Verbrauchsstätten zusätzlich die folgenden Vorgaben:

- a) Für Endverbraucher ohne Leistungsmessung ~~wird~~ **weist** der Netznutzungstarif **auf Basis der Anschlussicherung definiert.** ~~eine einheitliche, nichtdegressive Arbeitskomponente (Rp./kWh) von mindestens 50 Prozent auf.~~
- b) Für Endverbraucher mit Leistungsmessung **wird der Netznutzungstarif auf Basis der Jahreshöchstleistung definiert.** ~~und einem jährlichen Stromverbrauch von weniger als 50 MWh weist der Netznutzungstarif eine Arbeitskomponente (Rp./kWh) nach Buchstabe a auf; deren Anteil darf unter xy Prozent liegen, wenn Eigenverbraucher dadurch gesamthaft betrachtet nicht schlechter gestellt sind als mit einer Arbeitskomponente von 50 Prozent.~~

Begründung:

Die Netzkosten sind massgeblich von der Leistungskomponente abhängig (siehe Ausführungen vorher). Die Reduzierung des zwingenden Anteils der Arbeitskomponente gewährleistet die bisherigen und auch weiterhin Anwendung findenden Grundsätze zur Tarifierung gemäss Art. 14 Abs. 3 Bst.a. Eigenverbraucher sollen zunehmend Anreiz

haben, ihre Produktion und den Verbrauch so zu steuern, dass sie auch die Lastspitzen gegenüber dem Verteilnetz in ihre Optimierungsüberlegungen (Steuerung Verbrauch, Speicher, Zusammenschluss zum Eigenverbrauch, etc.) miteinbeziehen.

Art. 15 Abs. 3^{bis} Bst. d.

Antrag:

~~ausnahmsweise die Kosten innovativer Massnahmen für intelligente Netze mit bestimmten Funktionalitäten.~~

Begründung:

Dieser aus Art. 15 Abs. 1 StromVG (Version Strategie Stromnetze, Inkraftsetzung noch ausstehend) übernommene Abschnitt soll weggelassen werden. Es ist unklar, welche weiteren innovativen Massnahmen zusätzlich zu denjenigen gemeint sein könnten, die dann anrechenbar sind, wenn sie zum effizienten Netzbetrieb beitragen. Es müsste sich ja um ineffiziente Massnahmen handeln. Für Experimente gibt es beim BFE andere Förderinstrumente. Es ist auch nicht gewährleistet, dass nicht dieselben (ineffizienten) innovativen Massnahmen von mehreren Netzbetreibern parallel ausprobiert werden.

2a Abschnitt: Messwesen

Antrag:

2a Abschnitt: Messwesen **und zentrales Datenregister**

Begründung:

Die Überschrift soll an nachfolgenden Inhalt gemäss unseren Anträgen angepasst werden.

Art. 17a Abs. 1

Antrag:

Die Netzbetreiber sind in ihrem Netzgebiet für die betriebliche Messung, **und** die Bezeichnung und Verwaltung der Messpunkte ~~und die Verrechnungsmessung~~ zuständig.

Begründung:

Verrechnungsmessung soll liberalisiert werden. Nur wer darauf verzichtet, soll ggf. vom Netzbetreiber gemessen werden.

Art. 17a Abs. 2

Antrag:

~~Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von mindestens 100 MWh pro Verbrauchsstätte~~ sowie Elektrizitätserzeuger und **Flexibilitätsanbieter Speicherbetreiber mit einer Anschlussleistung von mehr als 30 kVA** können einen Dritten freier Wahl mit dem Messstellenbetrieb, den Messdienstleistungen oder der gesamten Verrechnungsmessung beauftragen. Soweit sie dieses Wahlrecht nicht ausüben, bleibt der Netzbetreiber ihres Netzgebiets zuständig.

Begründung:

Eine Teilliberalisierung des Messwesens schafft neue Abgrenzungskonflikte und verhindert wie zuvor beim Netzzugang durchgängige effiziente Lösungen im Dienste der Energiestrategie.

Art. 17a Abs. 3 Bst. b

Antrag:

zur Art und Weise, wie die Netzbetreiber die mit der Ausübung des Wahlrechts verbundenen Kosten **bzw. deren Nutzen** mit den Messstellenbetreibern, Messdienstleistern, Endverbrauchern, Elektrizitätserzeugern und **Flexibilitätsanbieter Speicherbetreibern sowie weiteren Betroffenen** verrechnen können;

Begründung:

Die Auslagerung der Verrechnungsmessung kann auch mit Nutzen verbunden sein, sonst würden nicht so viele EVUs diese Dienstleistung bereits heute extern einkaufen. Falls es weitere Betroffene geben sollte, sollen diese im Gesetz benannt werden.

Art. 17a Abs. 4 (neu)

Antrag: Art. 17a Abs. 4 als neuen Absatz einfügen

Art. 17a Abs. 4

Der Bundesrat erlässt Vorschriften über die Einrichtung eines zentralen Datenregisters.

Begründung:

Gemäss einem kürzlich vom BFE publizierten Bericht ist ein zentrales Datenregister die volkswirtschaftlich effizienteste Lösung für alle Beteiligten, die auf den Austausch von Stamm- und Messdaten angewiesen sind. Ggf. kann auch eine Formulierung gewählt werden, die technologieneutral ist. Wie nachfolgend ausgeführt, geht es darum, ein System zu schaffen, das berechtigten Akteuren Daten zuverlässig und zeitnah zur Verfügung stellt.

Art. 17a Abs. 5 (neu)

Antrag: Art. 17a Abs. 5 als neuen Absatz einfügen

Art. 17a Abs. 5

Netzbetreiber und weitere Akteure sind verpflichtet, die vorgeschriebenen Daten fristgerecht im zentralen Datenregister zu speichern.

Begründung:

Damit der Datenaustausch effizient von statten geht, müssen die Daten je nach Verwendung relativ zeitnah den berechtigten Akteuren zur Verfügung stehen, beispielsweise für kurzfristige Anpassungen von Fahrplänen am Spotmarkt.

Antrag: Art. 17a Abs. 6 als neuen Absatz einfügen

Art. 17a Abs. 6

Berechtigten Akteuren ist der diskriminierungsfrei der Zugriff auf die Daten jederzeit zu gewährleisten.

Begründung:

Verschiedene Akteure brauchen Zugriff auf die Daten, damit sie ihre Aufgaben erfüllen können. Der Kreis der berechtigten Akteure ergibt sich aus diesen Aufgaben (Lieferantenwechsel, Prognoseerstellung, Fahrplananpassungen etc.). Der Datenschutz muss gewährleistet sein.

Art. 17a^{bis} Abs. 1

Antrag:

Für die Verrechnungsmessung erheben die Netzbetreiber von den Endverbrauchern, Elektrizitätserzeugern und ~~Flexibilitätsanbietern~~ ~~Speicherbetreibern~~, ~~welche die Messdienstleistung nicht von einem Dritten freier Wahl beziehen, Anbieter nicht frei wählen können~~, ein Messentgelt. Dieses ist je Messpunkt zu entrichten und darf die anrechenbaren Kosten nicht übersteigen.

Begründung und Bemerkung:

Die Lonza ist überzeugt, dass ebenfalls die Messdienstleistungen vollständig liberalisiert werden müssen. Wenn es der lokale Netzbetreiber weiter macht, soll die Kostenkontrolle der EICom weiterhin wirken.

Eventualiter, falls dem Antrag der Lonza für die vollständige Liberalisierung des Messwesens und für ein zentrales Datenregister nicht gefolgt wird, ist die vorgeschlagene Formulierung in Ordnung.

Art. 17a^{bis} Abs. 4

Antrag: Art. 17a^{bis} Abs. 4 streichen

~~Gegenüber den Endverbrauchern, Elektrizitätserzeugern und Speicherbetreibern, die einen Dritten freier Wahl mit der Verrechnungsmessung beauftragen können, sind die Netzbetreiber nicht an die Messtarife gebunden.~~

Begründung:

Das ist eine seltsame Vorgabe, denn in diesem Fall könnte ein Netzbetreiber auf dem Markt nur entweder denselben Tarif oder aber teurer anbieten, weil er bei einem billigeren Angebot aus den Monopoleinnahmen querfinanzieren würde.

Art. 17a^{ter} Abs. 1

Ein intelligentes Messsystem beim Endverbraucher, Erzeuger oder Speicher ist eine Messeinrichtung zur Erfassung elektrischer Energie, die eine bidirektionale Datenübertragung unterstützt und den tatsächlichen Energiefluss und dessen zeitlichen Verlauf erfasst.

Anregung:

Definition eines intelligenten Messsystems zu den Begriffsdefinitionen in Art. 4 Abs. 1 verschieben.

2b Abschnitt: Steuer- und Regelsysteme sowie Flexibilität

Art. 17b^{bis} Absatz 1

Antrag:

Die jeweiligen Endverbraucher, Speicherbetreiber und ~~Elektrizitätse~~Erzeuger sind die Inhaber der Flexibilität, die mit der Steuerbarkeit des Bezugs, der Speicherung oder der Einspeisung von Elektrizität verbunden ist ~~und insbesondere mittels intelligenter Steuer- und Regelsysteme genutzt wird~~. Die Nutzung durch Dritte untersteht der Regelung durch Vertrag.

Begründung:

Für eine einheitliche Terminologie im StromVG sollte auch hier der Begriff «Elektrizitätserzeuger» verwendet werden.

Art. 17b^{bis} Abs. 2

Den Verteilnetzbetreibern steht im Rahmen ihres Netzbetriebs und innerhalb ihres Netzgebiets die netzdienliche Nutzung von Flexibilität offen. Im Hinblick auf entsprechende Verträge bieten sie den Flexibilitätsinhabern für die erzeugungs- und für die verbrauchsseitige Flexibilität je einheitliche Vertragsbedingungen an. Für Flexibilität mit grosser Netzdienlichkeit können sie individualisierte Verträge anbieten.

Antrag:

Die Abgrenzung der Zugriffsberechtigungen auf netzdienliche bzw. systemdienliche Flexibilität ist unklar und soll verbessert werden.

Bemerkung:

Gemeint ist ausdrücklich sog. netzdienliche Flexibilität im Netz des Verteilnetzbetreibers, also beispielsweise die Steuerung von Elektroboilern oder Wärmepumpen bzw. Elektrowiderstandsheizungen. Unklar ist die Abgrenzung zu systemdienlicher Flexibilität, beispielsweise durch Teilnahme an Regelennergiepooling. Auch diese Nutzung ist letztlich netzdienlich, weil sie der Stabilisierung des Übertragungsnetzes dient.

2c Abschnitt: Austausch und Schutz von Daten

Art. 17b^{ter} Abs. 1

Antrag:

..., die zur Durchführung der gesetzlich vorgesehenen Aufgaben und Prozesse nötig sind. ~~Sie errichten und betreiben dazu ein zentrales Datenregister. Der Bundesrat regelt die Einzelheiten.~~

Begründung:

Siehe auch Lonza-Anträge zu 17a betreffend der Einrichtung eines zentralen Datenregisters. Die Formulierung in der Vorlage schliesst zwar die Einrichtung eines zentralen Datenregisters nicht aus, wird aber mit grosser Wahrscheinlichkeit verschiedene solche Register und andere Lösungen hervorbringen, die möglicherweise untereinander nicht kompatibel sind. Der Bundesrat sollte die Anforderungen festlegen und eine Umsetzungsfrist vorgeben.

Wir schlagen hier zwar ein zentrales Datenregister vor, können uns aber auch andere Lösungen vorstellen, solange die Daten form- und fristgerecht zu den berechtigten Akteuren gelangen.

3. Kapitel: Schweizerisches Übertragungsnetz und nationale Netzgesellschaft

Art. 20 Abs. 2 Bst. b.

Antrag:

Sie ist für das Bilanzmanagement verantwortlich und stellt die weiteren Systemdienstleistungen einschliesslich Bereitstellung von Regelenergie sicher. Sofern sie die Systemdienstleistungen nicht selber erbringt, beschafft sie diese nach marktorientierten, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren. ~~Verbrauchsseitig~~ Sie berücksichtigt sie dabei vorab Angebote mit effizienter Energienutzung.

Begründung:

Für die Energiewende ist es wichtig, dass mit dem Strom haushälterisch umgegangen wird. Wir begrüssen den neuen Zusatz betreffend Priorität für Angebote mit effizienter Energienutzung. Er bedeutet, dass Angebote für negative Regelenergie, bei denen einfach Energie vernichtet wird, höchstens dann den Zuschlag erhalten, wenn alle anderen Möglichkeiten ausgeschöpft sind, mit denen die überschüssige Energie sinnvoll genutzt wird, beispielsweise durch laden von Speichern.

Die Bestimmung sollte aber nicht nur für die Verbraucherseite sondern generell gelten, auch für die Produktionsseite. Es ist bei gewissen Kraftwerken möglich, negative Regelenergie zu liefern, indem statt Wasser zu turbinieren, es ungenutzt an der Turbine vorbei abgelassen wird. Das ist zwar billig, konkurrenziert aber gerade deshalb Speicherlösungen, die für die Energiewende immer wichtiger werden.

Art. 20 Abs. 2 Bst. c.

Antrag:

Sie ~~ergreift die~~ ~~begegnet einer Gefährdung des sicheren Betriebs des Übertragungsnetzes mit den~~ notwendigen Massnahmen zur Gewährleistung eines sicheren Betriebs des Übertragungsnetzes (Art. 20a).

Begründung:

Durch Art. 8 Abs. 1^{bis} werden Elektrizitätserzeuger, Endverbraucher und sonstige direkt oder indirekt an das Netz Angeschlossene verpflichtet, Netzbetreiber bei Massnahmen zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs zu unterstützen. Das sind präventive Massnahmen, die ergriffen werden, bevor der Betrieb des Übertragungsnetzes gefährdet ist. Der Übergang von Massnahmen im Normalbetrieb zu präventiven Massnahmen zur Vermeidung einer Gefährdung des sicheren Netzbetriebs ist fliegend. Es kommen dieselben Massnahmen zur Anwendung und es geht immer um die Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs bzw. einer sicheren Versorgung.

Art. 20a Überschrift

Antrag:

Massnahmen zur Gewährleistung ~~bei Gefährdung~~ des sicheren Übertragungsnetzbetriebes

Begründung:

Siehe Begründung zu Art. 20 Abs. 2 Bst. c.

Art. 20a Abs. 4

Antrag: Art. 20a Abs. 4 streichen

~~Im Übrigen sind die Kosten von Massnahmen nach diesem Artikel den Kosten des Übertragungsnetzes zuzurechnen und nach Massgabe von Artikel 15 anrechenbar. Der Bundesrat kann Ausnahmen von der Zurechnung der Kosten vorsehen.~~

Begründung:

Gemäss Art. 15 sind die Kosten anrechenbar, sofern sie für den sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes notwendig und effizient sind. Deshalb braucht es hier keine explizite Erwähnung. Falls es Ausnahmen geben soll, müsste das hier bereits auf Gesetzesstufe genauer spezifiziert werden, nicht erst in der Verordnung.

4. Kapitel: Elektrizitätskommission

Art. 22 Abs. 2 Bst. e

Antrag:

- e) Im Zusammenhang mit der ~~Gefährdung~~ **Gewährleistung** des sicheren Betriebs des Übertragungsnetzes (Art. 8 Abs. 1^{bis} und 20a) trifft sie Entscheide über:

Begründung:

Siehe Begründung zu Art. 20 Abs. 2 Bst. c.

Art. 22a Abs. 3

Antrag:

Das BFE evaluiert die Vergleiche alle vier Jahre in einem Bericht. Sind keine genügenden Effizienzsteigerungen im Netzbereich mit entsprechenden Auswirkungen auf die Netzkosten feststellbar, so ~~unterbreitet~~ **kann** der Bundesrat ~~der Bundesversammlung einen Erlassentwurf für die Einführung einer~~ die Anreizregulierung **einführen**.

Bemerkung:

Die Lonza begrüsst ausdrücklich die Möglichkeit, eine Anreizregulierung einzuführen, falls keine ausreichenden Effizienzsteigerungen im Netzbereich erzielt werden. Dies muss jedoch ohne Umweg über das Parlament direkt via Anpassung der Verordnung gemacht werden. Mit Art. 22a Abs.3 ist auf Gesetzesstufe eine hinreichende Basis für eine entsprechende Anpassung der Verordnung zu schaffen!

Bundesamt für Energie
Sektion Marktregulierung
3003 Bern

per E-Mail an: stromvg@bfe.admin.ch

Ort/Datum Zürich, 31.01. 2019

Betreff **Revision des Stromversorgungsgesetzes (volle Strommarktöffnung, Speicherreserve und Modernisierung der Netzregulierung)**

Sehr geehrte Damen und Herren

Die Migros dankt Ihnen, dass Sie uns die Möglichkeit einräumen, uns zur geplanten Revision des Stromversorgungsgesetzes äussern zu können. Gerne nehmen wir hiermit dazu Stellung. Als grosses Detailhandelsunternehmen und Multi-Site-Stromkundin ist die Migros stark von der Stromgesetzgebung betroffen und an einer pragmatischen und wirkungsorientierten Energiepolitik interessiert. Als Mitglied der Gruppe Grosser Stromkunden (GGS) unterstützen wir die Stellungnahme der GGS.

Nachfolgend erläutern wir gerne die wichtigsten Anliegen der Migros:

1. JA zum Energy-Only-Markt

Die Migros befürwortet den Energy-Only-Markt (EOM). Für ein gutes Funktionieren des EOM-Marktmodells ist eine hohe Liquidität von Kurzfristprodukten am Spotmarkt und ein reibungsloser Zugang zum Strommarkt der EU sehr wichtig. **Dazu braucht es ein Stromabkommen.**

2. Speicherreserve – ein unnötiger Eingriff in die Wirtschaftsfreiheit

Eine Speicherreserve lehnt die Migros strikte ab. Eine solche würde nicht die erhoffte Wirkung erzielen und unnötige Kosten verursachen. Eine Speicherreserve entzieht **de facto die verfügbare Energie in den Speichern der normalen Bewirtschaftung am Markt**. Eine Speicherreserve geht von einem Versagen des Marktes aus und würde in ihrer Wirkung die Bilanzgruppenverantwortlichen aus ihrer Pflicht entlassen, für eine ausgeglichene Bilanzgruppe zu sorgen. Als die wichtigste Massnahme für die Gewährleistung der langfristigen Stromversorgungssicherheit erachten wir eine bessere Anbindung an den europäischen Strombinnenmarkt. **Dazu braucht es ein Stromabkommen mit der EU.**

Als Alternative zu einer Speicherreserve wäre die Möglichkeit zu prüfen, in versorgungskritischen Situationen Last vom Netz zu nehmen, statt mit der Reservekapazität Strom zu produzieren. Eine solche Massnahme wäre sehr viel robuster und flexibler, als ein begrenzter Energienotvorrat. Bestimmte

Migros-Genossenschafts-Bund

(Gross-) Verbraucher könnten vorübergehend und gegen Abgeltung ihrer Opportunitätskosten auf Strombezug verzichten (müssen).

3. Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Wasserkraft erhalten

Nach dem Wegfall der inländischen Kernkraft wird die Schweizer Wasserkraft noch deutlicher als bislang zum wichtigsten Stromproduzenten im Land. Damit sie diese Rolle auch in Zukunft ausfüllen kann, müssen die Rahmenbedingungen so gestaltet werden, dass in den Erhalt und einen massvollen Ausbau investiert wird. Gegenwärtig ist dies nicht mehr der Fall, weil auf der Kostenseite die Wasserzinsen in keinem vernünftigen Verhältnis zum Ertrag stehen, der mit der Wasserkraft erzielt werden kann. Den Konzessionären ist es kaum mehr möglich, eine Rendite zu erzielen, während die meisten konzessionierenden Gemeinwesen auf der gesetzlich fixierten Maximalabgabe bestehen und damit das Äquivalenzprinzip verletzen. Trotzdem hat das Parlament eine Anpassung der Wasserzinsen an die wirtschaftlichen Gegebenheiten abgelehnt und will, dass die Frage zusammen mit der Revision StromVG gelöst wird. Mit der jetzigen Vorlage müssen daher gleichzeitig im Wasserrechtsgesetz (WRG) die Bestimmungen zum Wasserzins geändert werden.

4. Vollständige Marktöffnung ist überfällig

Die Migros begrüsst die vollständige Marktöffnung. Diese ist längst überfällig. In der Schweiz behindert die Teilmarktöffnung den notwendigen Strukturwandel in der Branche und blockiert innovative Marktangebote, mit denen die Energiestrategie 2050 vorwärtsgebracht werden könnte. Die vollständige Marktöffnung gilt zudem als eine Voraussetzung für ein EU-Stromabkommen und ein solches ist wichtig für die längerfristige Versorgungssicherheit.

5. Grundversorgung mit einheimischen, erneuerbaren Quellen bevorzugen

Die Migros befürwortet den Vorschlag, in der **Grundversorgung Strom aus einheimischen erneuerbaren Quellen zu bevorzugen**. Allerdings ist es falsch, in einem vollständig liberalisierten Strommarkt Netzbetrieb und Stromlieferung beieinander zu halten und Netzbetreiber zur Lieferung von Energie in der Grundversorgung zu verpflichten. Für den Teil, der weiterhin in der Grundversorgung geliefert wird, ist es am effizientesten, wenn er aus einer einzigen Bilanzgruppe (BG) geliefert werden kann. Dem Betreiber dieser BG – eine Aufgabe die analog zur BG erneuerbare Energien (BG der KEV-geförderten Erneuerbaren) ausgeschrieben werden soll – können dann Vorgaben gemacht werden, wie die einheimischen erneuerbaren Energien zu berücksichtigen sind. Die Preisfindung am Vergleichsmarkt erübrigt sich damit. Im Unterschied zu Produkten, die am Markt angeboten werden, wäre der Tarif in der Grundversorgung weiterhin der Kostenkontrolle durch die EICom unterstellt.

6. Keine Stromkennzeichnung auf Quartals- oder Monatsbasis

Der Erläuternde Bericht (S. 29) stellt eine Stromkennzeichnung auf Quartals- oder Monatsbasis in Aussicht. Dieses Vorhaben lehnt die Migros entschieden ab. Eine Verkürzung der Nachweisperiode führt zu einem administrativen Mehraufwand und zu einer unnötigen Verteuerung der Endkundenpreise, ohne dass dabei Investitionsanreize für erneuerbare Energien geschaffen werden. Der Vorschlag würde auch Nachteile für die Schweizer Wasserkraft bedeuten: Herkunftsnachweise für Schweizer Wasserkraft

Migros-Genossenschafts-Bund

würden im Sommer kaum Erlöse für die Kraftwerksbetreiber abwerfen und im Winter unerschwinglich werden, was viele Kunden zu einem Ausweichen auf ausländische Zertifikate bewegen würde. Die Stromkennzeichnung soll mit jährlichen Herkunftsnachweisen erfolgen.

7. Netztarife mit stärkerer Gewichtung des Leistungsbezugs

Die stärkere Gewichtung des Leistungsbezugs bei den Netztarifen ist sachgerecht. Allerdings sollten im Gesetz die Grundsätze (gemäss Art. 14 Abs. 3 StromVG) festgehalten werden, die Details bezüglich Aufteilung der Tarife in Leistungs- und Arbeitskomponente sollten – falls überhaupt – in der Verordnung geregelt werden.

Bei der Verwertung von Flexibilitäten sehen wir noch ungelöste Zielkonflikte zwischen den Interessen von Swissgrid, den Verteilnetzbetreibern und weiteren Akteuren, die Flexibilität nutzen wollen. Wir haben die Sorge, dass mit dem neuen Art. 15 Abs. 2 Bst. d. die Anrechenbarkeit für «die Kosten für die Nutzung von Flexibilität» in den Verteilnetzen eine neue Möglichkeit geschaffen wird, anrechenbare Kosten zu generieren. Die smarten Technologien ermöglichen zunehmend flexiblere Ansteuerungen von Verbrauchsgruppen. Es ist den Verteilnetzbetreibern überlassen, sich diese Flexibilität ggf. über differenzierte Tarife zu erschliessen. Dabei fallen keine Kosten an, die über das hinausgehen, was zum normalen Netzbetrieb gehört. Es fällt ein Nutzen an, in Form von besseren Steuerungsmöglichkeiten. Falls hier eine andere Art der Nutzung von Flexibilitäten durch Verteilnetzbetreiber gemeint ist, etwa in Form von Kontrahierung von Flexibilität gegen Entgelt, müsste das spezifiziert werden. Aufgrund der Anrechenbarkeit der Kosten bei den Verteilnetzbetreibern würden damit alle Drittanbieter (z.B. Regelenenergiepools) aus dem Markt gedrängt, weil letztere immer von den Verteilnetzbetreibern überboten werden können.

Wahrscheinlich braucht es Praxiserfahrung und ein iteratives Vorgehen bei der Regulierung. **Richtig ist, dass die Inhaber der Flexibilität entscheiden können, ob und wo sie diese zur Verfügung stellen wollen.**

Für die Belange der Energiestrategie innovations- und entwicklungshemmend ist die Tatsache, dass lokale batteriebasierte Elektrizitätsspeicher und sektorenkoppelnde Energiespeicher benachteiligt werden, weil sie für den Strombezug ab dem Netz im Gegensatz zu Pumpspeichern Netzentgelt und Abgaben bezahlen müssen, selbst dann, wenn sie system- und netzdienlich eingesetzt werden. Wegen der meistens nur eingeschränkt möglichen Unterscheidung zwischen marktorientierten und netzdienlichen Nutzungen von dezentralen Speichern in Verteilnetzen können diese nicht umfassend genutzt werden, was aus betriebs- und volkswirtschaftlicher Sicht nicht optimal ist und dem NOVA-Prinzip beim Ausbau von Verteilnetzen widerspricht.

8. Liberalisierung Messwesen mit besserer Datenqualität und -verfügbarkeit

Die Migros-Gruppe verfügt über gegen zweitausend Messstellen und ist von der aktuell unbefriedigten Situation beim Messwesen besonders betroffen.

Einerseits verlangen Netzbetreiber teilweise deutlich zu hohe Tarife für die Verbrauchsmessung, was auch die EICOM in ihrem letztjährigen Bericht zu den Messkosten bestätigt hat. Andererseits ist die Liefertreue und Qualität der Messdaten teilweise mangelhaft, was der Erstellung von präzisen Kurzfristprognosen und damit der Ausgeglichenheit von Bilanzgruppen zuwiderläuft und letztendlich wiederum kostenrelevant ist. Die Migros begrüsst daher eine Liberalisierung des Messwesens und zwar

Migros-Genossenschafts-Bund

eine vollständige über alle Verbrauchsmessungen hinweg und inklusive des Messstellenbetriebs. **Eine Teilliberalisierung schafft neue Abgrenzungskonflikte und verhindert wie zuvor beim Netzzugang durchgängige effiziente Lösungen.**

Unabhängig von der Liberalisierung des Messwesens sollen Massnahmen implementiert werden, mit denen die Datenqualität und deren Verfügbarkeit verbessert werden können. Es sind verschiedene technische Lösungen denkbar. Wichtig ist es, ein System zu implementieren, das durchgängig ist und dass der Datenschutz gewährleistet werden kann. Sämtliche Stamm- und Messdaten sollen berechtigten Akteuren zeitnah und zuverlässig zur Verfügung gestellt werden. Dieser Sachverhalt soll explizit auf Gesetzesstufe vorgeschrieben werden. Gemäss einem kürzlich vom BFE publizierten Bericht wäre ein zentrales Datenregister aus heutiger Sicht die volkswirtschaftlich effizienteste Lösung für alle Beteiligten.

Beiliegend finden Sie die konkreten Anträge, Bemerkungen und Begründungen der GGS artikelscharf aufgeführt. Wir unterstützen diese vollumfänglich. Wir weisen darauf hin, dass die Anträge implizieren, dass die zugehörigen Passagen im Erläuternden Bericht ebenfalls angepasst werden müssen, da letzterer bei späterer Auslegung des Gesetzes durch die Gerichte beigezogen werden kann.

Die Migros bedankt sich für die Berücksichtigung ihrer Überlegungen bei der weiteren Bearbeitung des Gesetzes.

Bei allfälligen Fragen stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

Migros-Genossenschafts-Bund

Roland Stadler
Fachbereichsleiter Energiebeschaffung

Jürg Maurer
stv. Leiter Direktion Wirtschaftspolitik

Bundesamt für Energie
Sektion Marktregulierung
3003 Bern

per Email an: stromvg@bfe.admin.ch

31. Januar 2019

Referenz: Damian Misteli

**Revision des Stromversorgungsgesetzes (volle Strommarktöffnung,
Speicherreserve und Modernisierung der Netzregulierung)**

Sehr geehrte Damen und Herren

Coop bedankt sich für die Gelegenheit, zur geplanten Revision des Stromversorgungsgesetzes Stellung nehmen zu können. Als grosses Detailhandelsunternehmen ist Coop an einer pragmatischen und wirkungsorientierten Energiepolitik interessiert. Als Mitglied der Gruppe Grosser Stromkunden (GGS) unterstützt Coop die Stellungnahme der GGS.

Nachfolgend erläutern wir gerne die wichtigsten Anliegen von Coop:

1. JA zum Energy-Only-Markt

Coop befürwortet den Energy-Only-Markt (EOM). Für ein gutes Funktionieren des EOM-Marktmodells sind eine hohe Liquidität von Kurzfristprodukten am Spotmarkt und ein reibungsloser Zugang zum Strommarkt der EU sehr wichtig. **Dazu braucht es ein Stromabkommen.**

2. Speicherreserve – ein unnötiger Eingriff in die Wirtschaftsfreiheit

Eine Speicherreserve lehnt Coop strikte ab. Eine solche würde nicht die erhoffte Wirkung erzielen und unnötige Kosten verursachen. Eine Speicherreserve entzieht **de facto die verfügbare Energie in den Speichern der normalen Bewirtschaftung am Markt**. Eine Speicherreserve geht von einem Versagen des Marktes aus und würde in ihrer Wirkung die Bilanzgruppenverantwortlichen aus ihrer Pflicht entlassen, für eine ausgeglichene Bilanzgruppe zu sorgen. Als wichtigste Massnahme für die Gewährleistung der langfristigen Stromversorgungssicherheit erachten wir eine bessere Anbindung an den europäischen Strombinnenmarkt. Dazu braucht es ein Stromabkommen mit der EU.

Als Alternative zu einer Speicherreserve wäre die Möglichkeit zu prüfen, in versorgungskritischen Situationen Last vom Netz zu nehmen, statt mit der Reservekapazität Strom zu produzieren. Eine solche Massnahme wäre sehr viel robuster und flexibler als ein begrenzter Energienotvorrat. Bestimmte (Gross-) Verbraucher könnten vorübergehend und gegen Abgeltung ihrer Opportunitätskosten auf Strombezug verzichten (müssen).

3. Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Wasserkraft erhalten

Nach dem Wegfall der inländischen Kernkraft wird die Schweizer Wasserkraft noch deutlicher als bislang zum wichtigsten Stromproduzenten im Land. Damit sie diese Rolle auch in Zukunft ausfüllen kann, müssen die Rahmenbedingungen so gestaltet werden, dass in den Erhalt und einen massvollen Ausbau investiert wird. Gegenwärtig ist dies nicht mehr der Fall, weil auf der Kosten- seite die Wasserzinsen in keinem vernünftigen Verhältnis zum Ertrag stehen, der mit der Wasserkraft erzielt werden kann. Den Konzessionären ist es kaum mehr möglich, eine Rendite zu erzielen, während die meisten konzedierenden Gemeinwesen auf der gesetzlich fixierten Maximalabgabe bestehen und damit das Äquivalenzprinzip verletzen. Trotzdem hat das Parlament eine Anpassung der Wasserzinsen an die wirtschaftlichen Gegebenheiten abgelehnt und will, dass die Frage zusammen mit der Revision StromVG gelöst wird. Mit der jetzigen Vorlage müssen daher gleichzeitig im Wasserrechtsgesetz (WRG) die Bestimmungen zum Wasserzins geändert werden.

4. Vollständige Marktöffnung ist überfällig

Coop begrüsst die vollständige Marktöffnung. Diese ist längst überfällig. In der Schweiz behindert die Teilmarktöffnung den notwendigen Strukturwandel in der Branche und blockiert innovative Marktangebote, mit denen die Energiestrategie 2050 vorwärtsgebracht werden könnte. Die vollständige Marktöffnung gilt zudem als eine Voraussetzung für ein EU-Stromabkommen und ein solches ist wichtig für die längerfristige Versorgungssicherheit.

5. Grundversorgung mit einheimischen, erneuerbaren Quellen bevorzugen

Coop befürwortet den Vorschlag, in der **Grundversorgung Strom aus einheimischen erneuerbaren Quellen zu bevorzugen**. Allerdings ist es falsch, in einem vollständig liberalisierten Strommarkt Netzbetrieb und Stromlieferung beieinander zu halten und Netzbetreiber zur Lieferung von Energie in der Grundversorgung zu verpflichten. Für den Teil, der weiterhin in der Grundversorgung geliefert wird, ist es am effizientesten, wenn er aus einer einzigen Bilanzgruppe (BG) geliefert werden kann. Dem Betreiber dieser BG – eine Aufgabe die analog zur BG erneuerbare Energien (BG der KEV-geförderten Erneuerbaren) ausgeschrieben werden soll – können dann Vorgaben gemacht werden, wie die einheimischen erneuerbaren Energien zu berücksichtigen sind. Die Preisfindung am Vergleichsmarkt erübrigt sich damit. Im Unterschied zu Produkten, die am Markt angeboten werden, wäre der Tarif in der Grundversorgung weiterhin der Kostenkontrolle durch die ElCom unterstellt.

6. Keine Stromkennzeichnung auf Quartals- oder Monatsbasis

Der Erläuternde Bericht (S. 29) stellt eine Stromkennzeichnung auf Quartals- oder Monatsbasis in Aussicht. Dieses Vorhaben lehnt Coop entschieden ab. Eine Verkürzung der Nachweisperiode

führt zu einem administrativen Mehraufwand und zu einer unnötigen Verteuerung der Endkundenpreise, ohne dass dabei Investitionsanreize für erneuerbare Energien geschaffen werden. Der Vorschlag würde auch Nachteile für die Schweizer Wasserkraft bedeuten: HKNs für Schweizer Wasserkraft würden im Sommer kaum Erlöse für die Kraftwerksbetreiber abwerfen und im Winter unerschwinglich werden, was viele Kunden zu einem Ausweichen auf ausländische Zertifikate bewegen würde.

Die Stromkennzeichnung soll mit jährlichen HKNs erfolgen.

7. Netztarife mit stärkerer Gewichtung des Leistungsbezugs

Die stärkere Gewichtung des Leistungsbezugs bei den Netztarifen ist sachgerecht. Allerdings sollten im Gesetz die Grundsätze (gemäss Art. 14 Abs. 3 StromVG) festgehalten werden, die Details bezüglich Aufteilung der Tarife in Leistungs- und Arbeitskomponente sollten – falls überhaupt – in der Verordnung geregelt werden.

Bei der Verwertung von Flexibilitäten sehen wir noch ungelöste Zielkonflikte zwischen den Interessen von Swissgrid, den Verteilnetzbetreibern und weiteren Akteuren, die Flexibilität nutzen wollen. Wir haben die Sorge, dass mit dem neuen Art. 15 Abs. 2 Bst. d. die Anrechenbarkeit für «die Kosten für die Nutzung von Flexibilität» in den Verteilnetzen eine neue Möglichkeit geschaffen wird, anrechenbare Kosten zu generieren. Die smarten Technologien ermöglichen zunehmend flexiblere Ansteuerungen von Verbrauchsgruppen. Es ist den Verteilnetzbetreibern überlassen, sich diese Flexibilität ggf. über differenzierte Tarife zu erschliessen. Dabei fallen keine Kosten an, die über das hinausgehen, was zum normalen Netzbetrieb gehört. Es fällt ein Nutzen an, in Form von besseren Steuerungsmöglichkeiten.

Falls hier eine andere Art der Nutzung von Flexibilitäten durch Verteilnetzbetreiber gemeint ist, etwa in Form von Kontrahierung von Flexibilität gegen Entgelt, müsste das spezifiziert werden. Aufgrund der Anrechenbarkeit der Kosten bei den Verteilnetzbetreibern würden damit alle Drittanbieter (z.B. Regelenergiepools) aus dem Markt gedrängt, weil letztere immer von den Verteilnetzbetreibern überboten werden können.

Wahrscheinlich braucht es Praxiserfahrung und ein iteratives Vorgehen bei der Regulierung. **Richtig ist, dass die Inhaber der Flexibilität entscheiden können, ob und wo sie diese zur Verfügung stellen wollen.**

Für die Belange der Energiestrategie innovations- und entwicklungshemmend ist die Tatsache, dass lokale batteriebasierte Elektrizitätsspeicher und sektorenkoppelnde Energiespeicher benachteiligt werden, weil sie für den Strombezug ab dem Netz im Gegensatz zu Pumpspeichern Netzentgelt und Abgaben bezahlen müssen, selbst dann, wenn sie system- und netzdienlich eingesetzt werden. Wegen der meistens nur eingeschränkt möglichen Unterscheidung zwischen marktorientierten und netzdienlichen Nutzungen von dezentralen Speichern in Verteilnetzen können diese nicht umfassend genutzt werden, was aus betriebs- und volkswirtschaftlicher Sicht nicht optimal ist und dem NOVA-Prinzip beim Ausbau von Verteilnetzen widerspricht.

8. Liberalisierung Messwesen mit besserer Datenqualität und -verfügbarkeit

Coop verfügt über mehrere tausend Messstellen und ist von der aktuell unbefriedigten Situation beim Messwesen besonders betroffen.

Einerseits verlangen Netzbetreiber teilweise deutlich zu hohe Tarife für die Verbrauchsmessung, was auch die ElCom in ihrem letztjährigen Bericht zu den Messkosten bestätigt hat. Andererseits

ist die Lieferzuverlässigkeit und Qualität der Messdaten teilweise mangelhaft, was der Erstellung von präzisen Kurzfristprognosen und damit der Ausgeglichenheit von Bilanzgruppen zuwiderläuft und letztendlich wiederum kostenrelevant ist. Coop begrüsst daher eine Liberalisierung des Messwesens und zwar eine vollständige über alle Verbrauchsmessungen hinweg und inklusive des Messstellenbetriebs. **Eine Teilliberalisierung schafft neue Abgrenzungskonflikte und verhindert wie zuvor beim Netzzugang durchgängige effiziente Lösungen.**

Unabhängig von der Liberalisierung des Messwesens sollen Massnahmen implementiert werden, mit denen die Datenqualität und deren Verfügbarkeit verbessert werden können. Es sind verschiedene technische Lösungen denkbar, wichtig ist es ein System zu implementieren, das durchgängig ist und dass der Datenschutz gewährleistet werden kann. Sämtliche Stamm- und Messdaten sollen berechtigten Akteuren zeitnah und zuverlässig zur Verfügung gestellt werden. Dieser Sachverhalt soll explizit auf Gesetzesstufe vorgeschrieben werden. Gemäss einem kürzlich vom BFE publizierten Bericht wäre ein zentrales Datenregister aus heutiger Sicht die volkswirtschaftlich effizienteste Lösung für alle Beteiligten.

Beiliegend finden Sie die konkreten Anträge, Bemerkungen und Begründungen der GGS artikel-scharf aufgeführt, welche wir vollumfänglich unterstützen. Wir weisen darauf hin, dass die Anträge implizieren, dass die zugehörigen Passagen im Erläuternden Bericht ebenfalls angepasst werden müssen, da letzterer bei späterer Auslegung des Gesetzes durch die Gerichte beigezogen werden kann.

Coop bedankt sich für die Berücksichtigung ihrer Überlegungen bei der weiteren Bearbeitung des Gesetzes.

Freundliche Grüsse

Coop



Thomas Mahrer
Mitglied des Fachmanagements



Christine Clapasson
Leiterin Energie/Technik

Beilage 2019 01 31 Revision StromVG2018_Anträge_Coop_final