

Bundesamt für Energie
Sektion Marktregulierung
3003 BernIhre Kontaktperson
Dr. Urs Meister
Telefon: 0041 58 4775641
urs.meister@bkw.ch

Bern, 21.01.2019

Stellungnahme zur Revision des Stromversorgungsgesetzes

Sehr geehrte Frau Bundesrätin

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit, uns im Rahmen des Vernehmlassungsverfahrens zur Revision des Stromversorgungsgesetzes äussern zu dürfen.

Effiziente und innovative Märkte setzen einen funktionierenden Wettbewerb voraus. Die BKW Energie AG (BKW) befürwortet daher die vollständige Strommarktöffnung. Hingegen lehnt die BKW unnötige und potenziell marktverzerrende Regulierungen im Zusammenhang mit der künftigen Grundversorgung, der Swissgrid-Governance sowie der Netztarife ab. Die BKW befürwortet ausserdem die Einführung einer strategischen Speicherreserve als kurzfristige Massnahme zur Stabilisierung der Versorgungssicherheit. Für die langfristige Versorgungssicherheit sind jedoch zusätzliche Mechanismen zur Sicherung von (Re-) Investitionen in den inländischen Kraftwerkspark nötig – dazu gehören beispielsweise Kapazitätsmechanismen oder auch die Senkung bzw. Flexibilisierung des Wasserzinses.

Auf die folgenden spezifischen Aspekte möchten wir besonders hinweisen:

- **Keine Preisregulierung in der Grundversorgung:** Mit der vollständigen Marktöffnung erhalten sämtliche Kunden die Möglichkeit, ihren Anbieter frei zu wählen. Damit ist eine explizite Regulierung von Endkundenpreisen – auch in der künftigen Grundversorgung – weder nötig noch sinnvoll. Vielmehr drohen dadurch neue Marktverzerrungen. Konsequenterweise sollte in der Grundversorgung – in Anlehnung an die vorgesehenen Regeln bei der Ersatzversorgung – ausschliesslich eine Missbrauchsaufsicht gelten.
- **Grundversorgung als Aufgabe des Energieversorgers:** Ein Verbleiben der Pflicht zur Erbringung der Grundversorgung beim Netzbetreiber ist systemwidrig und ineffizient. Erstens wird die Umsetzung von Entflechtungsvorgaben erschwert. Zweitens werden Strukturveränderungen behindert (Netzbetreiber könnten sich nicht auf den Netzbetrieb fokussieren). Drittens wird das Angebot innovativer Produkte erschwert (z.B. Bündelung von Energieprodukten und Dienstleistungen). Und viertens wäre dies nicht EU-kompatibel. Sinnvollerweise soll deshalb formell dem Energielieferanten die Verantwortung für die Grundversorgung übertragen werden – z.B. in Anlehnung an die Regelungen in Deutschland.

- **Qualitätskennzeichnung nicht auf Monats- oder Quartalsbasis:** Die BKW begrüsst grundsätzlich den vorgesehenen Qualitätsstandard in der Grundversorgung. Hingegen lehnt sie eine Qualitätskennzeichnung auf Quartals- oder Monatsbasis ab. Eine solche kleinteilige Transparenz schafft weder für die Kunden noch für die Anbieter erneuerbarer Energie einen Mehrwert. Hingegen wäre damit ein immenser administrativer Mehraufwand verbunden – die Mehrkosten müssten Kunden in der Grundversorgung tragen.
- **Einsatz der Speicherreserve über den Intraday-Markt:** Die BKW begrüsst die strategische Speicherreserve. Bei der konkreten Ausgestaltung sollten jedoch technische Anpassungen vorgenommen werden, um Markt- und Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden. Insbesondere sollte der Einsatz der Reserve nicht im Kontext der Ausgleichsenergie erfolgen, da dies zu einer willkürlichen Belastung der Bilanzgruppen führen würde. Sinnvoller wäre, wenn die ausgelöste Reserve kurzfristig über den Intraday-Markt bereitgestellt würde.
- **Paradigmenwechsel beim Messwesen:** Die vorgesehene Teilliberalisierung des Messwesens umfasst ein zu enges Marktsegment, so dass kein funktionierender Wettbewerb zu erwarten ist. Zudem schafft die Teilmarktöffnung zusätzliche Komplexität, da für unterschiedliche Kundengruppen differenzierte Prozesse nötig sind. Die BKW lehnt daher die Teilliberalisierung ab, fordert aber einen generellen Paradigmenwechsel beim Messwesen. Der von der BKW vorgeschlagene Ansatz einer *Liberalisierung der Messdaten* umfasst sämtliche Kunden. Sie sollen die Möglichkeit haben, ihre Messdaten selber zu erheben und dem Verteilnetzbetreiber für die nötigen Markt- und Abrechnungszwecke zur Verfügung zu stellen.
- **Keine Überregulierung der Swissgrid-Governance:** Es bestehen bereits ausreichende gesetzliche Grundlagen zur Sicherung der Unabhängigkeit sowie der schweizerischen bzw. öffentlichen Beherrschung. Die Definition einer expliziten Rangordnung beim Vorkaufsrecht von Swissgrid-Aktien schafft daher keinen volkswirtschaftlichen Mehrwert. Hingegen würden Transaktionen unnötig verkompliziert. Auch noch striktere Regelungen bezüglich der Unabhängigkeit des Verwaltungsrats von Unternehmen, die in den Bereichen Erzeugung und Handel tätig sind, schaffen keinen volkswirtschaftlichen Mehrwert. Bereits heute muss der Verwaltungsrat (inkl. Präsident) mehrheitlich durch unabhängige Vertreter besetzt sein. Mit der Regelung würde in der Praxis vor allem das notwendige branchenspezifische Knowhow im Verwaltungsrat geschmälert.

Die beiliegende Stellungnahme sehen wir als konstruktiven Input für eine effizientere und marktnähere Revision des Stromversorgungsgesetzes. Für die Berücksichtigung unserer Stellungnahme bei der weiteren Behandlung des Geschäfts bedanken wir uns im Voraus und stehen Ihnen für Fragen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

BKW Energie AG

Dr. Antje Kanngiesser
Leiterin Group Markets & Services

Dr. Urs Meister
Leiter Markets & Regulation

Beilage: Detaillierte BKW-Stellungnahme zu den Anpassungen im Stromversorgungsgesetz

Vernehmlassung Revision Strom VG

Stellungnahme der BKW Energie AG

Bern, 21.01.2019

1 Grundsätzliche Positionen

1.1 Befürwortung einer vollständigen Marktöffnung

Die BKW Energie AG (BKW) befürwortet die vollständige Strommarktöffnung. Effiziente und innovative Märkte setzen einen funktionierenden Wettbewerb voraus. Gerade deswegen lehnt die BKW unnötige und verzerrende Regulierungen im Zusammenhang mit der künftigen Grundversorgung ab. Folgende Anpassungen am Gesetzesentwurf sind daher aus Sicht der BKW nötig.

1.1.1 Unnötige Preisregulierung in der Grundversorgung

Mit der vollständigen Marktöffnung erhalten sämtliche Kunden die Möglichkeit, ihren Anbieter frei zu wählen. Die Grösse des Marktes und die hohe Anzahl potenzieller Anbieter lässt einen effektiven Wettbewerb erwarten. Unter diesen Umständen ist eine explizite Regulierung von Endkundenpreisen – auch in der künftigen Grundversorgung – weder nötig noch sinnvoll. Ganz im Gegenteil drohen dadurch Marktverzerrungen, wenn beispielsweise bei Kunden Anreize entstehen, von Marktprodukten auf künstlich vergünstigte Grundversorgungsprodukte zu wechseln.

Mit einer Regulierung würden zudem sowohl beim Regulator als auch bei den Marktakteuren weiterhin grosse administrative Aufwendungen anfallen, die im Kontext der Marktöffnung unnötig sind und keinen volkswirtschaftlichen Mehrwert schaffen. Konsequenterweise sollte in der Grundversorgung – analog zum Vorschlag des Bundesrats bei der Ersatzversorgung – ausschliesslich eine Missbrauchsaufsicht gelten. Eine solche Lösung lehnt sich zudem am rechtlichen Rahmen für die weiterhin bestehende Grundversorgung im vollständig geöffneten deutschen Strommarkt an.

1.1.2 Grund- und Ersatzversorgung nicht als Aufgabe des Netzbetreibers

Um Wettbewerbsverzerrungen auszuschliessen, gelten bereits heute Entflechtungsvorschriften zwischen dem Netzbetrieb und den übrigen Tätigkeitsbereichen (Art. 10 StromVG). Im Kontext der vollständigen Marktöffnung ist ein Verbleib der Pflicht zur Erbringung der Grundversorgung beim Netzbetreiber systemwidrig und ineffizient:

- Erschwerte Entflechtung: Eine effektive Umsetzung der bestehenden Entflechtungsvorgaben wäre in der Praxis kaum möglich, da Netzbetrieb und Energieversorgung dadurch explizit vermischt werden.
- Behinderung von Innovationen: Das Angebot innovativer Produkte (z.B. Bündelung von Energieprodukten und Dienstleistungen) wird erschwert, da Energievertrieb und Netz nicht entflochten sind.
- Behinderung von Strukturveränderungen: Netzbetreiber könnten sich aufgrund ihrer anhaltenden Grundversorgungspflicht gar nicht auf den Betrieb des Netzes fokussieren.

- Mangelnde EU-Kompatibilität: Eine solche Regelung ist auch nicht mit den Entflechtungsregelungen in der EU vereinbar – im Falle des Abschlusses eines bilateralen Stromabkommens würde bereits bei Inkrafttreten des revidierten StromVG eine erneute Gesetzesanpassung nötig.

Anstelle des Netzbetreibers sollte daher dem Energieversorger die Grundversorgungspflicht auferlegt werden. Dies kann etwa in Anlehnung an die Regelungen im deutschen Markt erfolgen, wo jenem Energieversorger mit den meisten Haushaltskunden in einem Netzgebiet die Grundversorgungspflicht übertragen wird. Faktisch würde das im schweizerischen Kontext nichts ändern: Nach wie vor hätten die bestehenden EVU die Grundversorgungspflicht – die praktische Umsetzung würde aber vereinfacht.

Analog der Grundversorgung sollte konsequenterweise auch die Ersatzversorgung durch den Energieversorger erfolgen. Da die Ersatzversorgung eine Notfallversorgung ist und nur unter bestimmten Bedingungen zum Zuge kommt, soll die Verweildauer darin zudem zeitlich begrenzt werden.

Schliesslich bedingt eine konsequente Trennung von Netzbetrieb und Grundversorgung, dass die bestehende Abnahme- und Vergütungspflicht von Strom nach Art. 15 EnG nicht mehr beim Netzbetreiber liegt. Da eine Übertragung dieser Pflichten an die im Wettbewerb stehenden Energieversorger nicht in Frage kommt, sollten sie künftig von einer unabhängigen zentralen Stelle vorgenommen werden. Dafür eignet sich die Bilanzgruppe erneuerbare Energien – sie nimmt diese Aufgabe schon heute schweizweit für Anlagen im Einspeisevergütungssystem bzw. der KEV wahr.

1.1.3 Qualitätskennzeichnung nicht auf Monats- oder Quartalsbasis

Die BKW begrüsst grundsätzlich den vorgesehenen Qualitätsstandard in der Grundversorgung (Standardprodukt aus einheimischer, überwiegend oder ausschliesslich erneuerbarer Energie). Bereits heute offerieren viele EVU – darunter auch die BKW – ihren Kunden in der Grundversorgung Produkte mit entsprechender Qualität. Die in den Erläuterungen zum Gesetzestext angesprochene Möglichkeit einer quartalsweisen oder gar monatlichen Kennzeichnung der Produktqualität lehnt die BKW hingegen ab.

Eine solche regulatorische Vorgabe schafft weder für die Endkunden noch für die Produzenten Mehrwert. Hingegen entstehen enorme administrative Mehraufwendungen, welche die Endverbraucher tragen. Sowohl die Ausstellung der Herkunftsnachweise (HKN) für sämtliche Produktionsanlagen als auch die Abrechnungen des individuellen Kundenverbrauchs müssten auf monatlicher statt jährlicher Basis erfolgen. Bei der Feststellung des Monatsverbrauchs wären zudem Schätzungen nötig, da die heute eingesetzten Zähler bei (kleinen) Endverbrauchern üblicherweise nur einmal pro Jahr ausgelesen werden.

Schliesslich ist auch nicht mit einem Mehrwert für erneuerbare Kraftwerksanlagen zu rechnen. Simulationen zeigen, dass die Pflicht zu einer monatlichen Qualitätskennzeichnung keinen funktionierenden Markt für HKN schafft – ganz im Gegenteil würden zusätzliche Regulierungen für die Bestimmung von (minimalen und maximalen) HKN-Preisen nötig.¹ Sollten Endverbraucher tatsächlich Interesse an einem unterjährigen Qualitätsausweis haben (was fraglich ist), dann kann der Markt solche Produkte bereitstellen. Eine solche Vorgabe in der Grundversorgung würde diese aber unnötig verteuern.

¹ Sollte das monatliche Angebot an HKN die Nachfrage übersteigen (v.a. im Sommer), stellt sich ein Preis von nahe Null ein. Der (tiefe) Preis der HKN würde in erster Linie die administrativen Aufwendungen der monatlichen HKN-Ausstellung widerspiegeln. Sollte dagegen die HKN-Nachfrage grösser als das Angebot sein, würde der HKN-Preis ins Unendliche steigen – ein Regulator müsste dann einen maximalen Preis bestimmen. Würde dieser Preis besonders hoch sein, würde die Grundversorgung besonders unattraktiv, was einen umso stärkeren Wechsel der Endverbraucher in die Marktprodukte provozieren würde.

1.2 Strategische Speicherreserve

1.2.1 Grundsätzliche Befürwortung der Speicherreserve

Die BKW spricht sich für die Einführung einer strategischen Speicherreserve aus. Das Instrument ist unseres Erachtens geeignet, um kritische Versorgungssituationen gegen Ende des Winters zu überbrücken. Solche Situationen können v.a. 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 (vgl. Kapitel 1.3). 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 Strommangel- lage 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").

Bei der Ausgestaltung der strategischen Reserve regt die BKW folgende Anpassungen an, um die Effizienz des Instruments zu erhöhen und Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden.

1.2.2 Vergütung der abgerufenen Energie auf Basis (entgangener) Ertragsmöglichkeiten im Frühsommer

Um grösstmögliche Wirkung für die Versorgungssicherheit zu erzielen, muss die Speicherreserve auf unterschiedliche Anbieter verteilt sein. Dabei ist davon auszugehen, dass bei Abruf des strategischen Speichers ein asymmetrischer Füllstand besteht: Während einige Anbieter ihren Speicher bereits bis auf den strategischen Speicher geleert haben, verfügen andere weiter über zusätzliche Mengen, die sie am Markt anbieten können.

Sinnvollerweise erfolgt auch der Abruf asymmetrisch: Die Speicher mit zusätzlicher Füllung können nicht abgerufen werden, da sie die Leistung bzw. Energie aus ihren Anlagen bereits am Markt anbieten. Würden sie als strategischer Speicher abgerufen, müssten sie umgekehrt ihr Angebot am Markt im gleichen Umfang reduzieren (und dafür womöglich Ausgleichsenergie beziehen).

Da die Speicherreserve keine Kontrahierung der Kraftwerksleistung vorsieht, ist ein solcher Abruf voraussichtlich auch gar nicht vorgesehen. Das hat zur Folge, dass nach Auflösung der Speicherreserve durch den Regulator ein Teil der teilnehmenden Anlagen weiterhin über Speicher verfügt, den sie im Frühsommer eigenständig vermarkten kann.

Um Wettbewerbs- sowie Anreizverzerrungen zu vermeiden, sollte daher die abgerufene Speicherreserve so abgegolten werden (Arbeitspreis bzw. CHF/MWh), dass sie gegenüber der nicht-abgerufenen Reserve weder bevor- noch benachteiligt wird.² Deshalb sollte der Abgeltungspreis der eingesetzten Reserve genauso hoch sein, wie die Ertragsmöglichkeit des Speichereinsatzes im Frühsommer.³ Das heisst, der Abruf der Energie aus der strategischen Reserve muss mit den Preisen vergütet werden, den der Speicherbetreiber ansonsten im (Früh-) Sommer am Markt erzielt hätte. Eine genaue monetäre Bewertung kann in der Praxis erst ex-post stattfinden, wenn die Preise für die "hypothetischen" Vermark-

² Würde etwa der abgerufene Speicher zu grosszügig entschädigt, entstünden bei den Akteuren Anreize, ihre Speicher möglichst rasch bis auf die strategische Menge zu leeren, um bei einem allfälligen Abruf zu profitieren. Umgekehrt könnten Anreize entstehen, die Speicher nie ganz bis zur strategischen Reserve zu leeren.

³ Also der Periode zwischen der formellen Reserveauflösung und der einsetzenden Schneeschmelze, wo die Speicher wieder gefüllt werden, bis zum Zeitpunkt, an dem die Speicher wieder gefüllt sind.

tungszeitpunkte bekannt sind. Eine solche Regel verhindert Anreiz- bzw. Wettbewerbsverzerrungen. Ausserdem entsteht keine Überkompensation der teilnehmenden Speicherbetreiber. Schliesslich würden sie die Abgeltung bzw. verbleibenden Ertragsmöglichkeiten im Frühsommer in ihren Geboten bei der vorgängigen Auktion zur Teilnahme an der Speicherreserve berücksichtigen.⁴

1.2.3 Einsatz der abgerufenen Energie am Markt – statt Ausgleichsenergie

In dem vom Bundesrat vorgeschlagenen Konzept würde die aus der strategischen Reserve abgerufene Energie nicht direkt in den Markt (Intraday) abgegeben. Vielmehr würde diese analog der heute bereits existierenden und vom Netzbetreiber Swissgrid bereitgestellte Reserveenergie eingesetzt. Dabei wird die Energie mit einem entsprechenden Aufpreis (Pönale) an jene Marktteilnehmer (sog. Bilanzgruppen) abgegeben, deren Ein- und Auspeilbilanz nicht ausgeglichen ist.

Solche Unausgeglichheiten finden bereits heute ständig statt, da Verbrauchs- und Produktionsprognosen unscharf sind und/oder sich unvorhergesehene Kraftwerksausfälle ereignen. Die Bilanzgruppen werden daher zwar durch den Netzbetreiber "versichert", allerdings zahlen sie für den Bezug dieser Ausgleichsenergie eben die Pönale. Diese schafft für die Bilanzgruppen einen starken Anreiz, den Bezug der Ausgleichsenergie zu minimieren, indem sie ihre Prognosen verbessern und durch allfälligen Handel auf Kurzfristmärkten selber noch für einen Ausgleich sorgen.

Die vom Bundesrat vorgeschlagene "Verschmelzung" der Regelernergie sowie der strategischen Reserve hält die BKW 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. Vielleicht hat sich eine Bilanzgruppe bereits über den Forwardmarkt mit ausreichender Energie eingedeckt, während eine andere Teile ihres Bedarfs über den Spotmarkt eindeckt, der nun aber nicht mehr ausreichende Energiemengen bereitstellt.

Eine Pönalisierung von Bilanzgruppen, die sich zu grösseren Teilen an Kurzfristmärkten eindecken, ist aber aus volkswirtschaftlicher Sicht keineswegs sinnvoll, da ein funktionierender Spotmarkt ein zentraler Baustein eines effizienten und wettbewerblichen Strommarktes ist. 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 gar nicht verbunden (vgl. Textbox unten).

Aus diesem Grund sollte die abgerufene Speicherreserve durch den abwickelnden Akteur (Swissgrid) in den Kurzfristmarkt (Intraday) abgegeben werden. Weil in einer solchen Knappheitssituation der Markt ohne die zusätzliche Reservebereitstellung die Nachfrage gar nicht decken würde, kann Swissgrid die entsprechende Energie zum technisch maximalen Preis an die Börse stellen. Nicht ausgeglichene Bilanzgruppen erhalten dadurch die Möglichkeit, ihre fehlenden Energiemengen am Markt (teuer) zu beschaffen. Zwar ist damit keine extra Pönale (wie etwa bei der Ausgleichsenergie) verbunden, doch wäre der relevante Marktpreis maximal hoch, so dass Marktakteure mit Bedarf zur Beschaffung an

⁴ Hinweis: Wird Energie aus der strategischen Reserve im Kontrahierungszeitraum nicht abgerufen, so steht diese Energie dem Speicherbetreiber nach Auflösung der strategischen Reserve wieder für die Bewirtschaftung zur Verfügung. Die Auflösung der strategischen Reserve sollte mit einsetzender Schneeschmelze stattfinden. Die Verschiebung der Bewirtschaftungsmöglichkeit einer gewissen Menge an Energie vom hochpreisigen Winter/ Ende Winter auf den Spätf Frühling – bis (Früh) Sommer, verursachen Opportunitätskosten. Dieser mögliche Einnahmeverlust ist im Gebot einzupreisen.

Kurzfristmärkten umgekehrt auch keinen Vorteil erhalten. Eine solche Lösung verhindert daher einerseits Wettbewerbsverzerrungen zwischen den Bilanzgruppen, andererseits werden unnötig hohe finanzielle Risiken für Bilanzgruppen vermieden.

1.2.4 Implikationen bei der Dimensionierung der Reserve

Die strategische Speicherreserve schafft marktbasierende Anreize, einen Teil des Speicherinhalts auch im Falle von hohen Preisen in den frühen Wintermonaten zurückzuhalten, um bei allfälligen Knappheitssituationen in den späteren Wintermonaten reagieren zu können. Die Speicherreserve schafft hingegen weder zusätzliche Kraftwerkskapazitäten noch zusätzlichen Speicherinhalt.

Der Nutzen der strategischen Speicherreserve für die Versorgungssicherheit nimmt daher nicht proportional mit ihrer Dimensionierung zu. Die kontrahierte Energiemenge wird umgekehrt aus dem Markt genommen und schränkt entsprechend das Angebot am Markt ein. Je grösser die strategische Reserve ist, desto häufiger würde ein Abruf erfolgen. Je kleiner die strategische Reserve wiederum ist, desto eher steigt die Wahrscheinlichkeit, dass das Instrument der strategischen Reserve für ihr definiertes Ziel nicht hinreichend ist. Daher ist die Dimensionierung mit Sorgfalt festzulegen.

1.2.5 Keine marktverzerrende Entgeltobergrenze

Es ist grundsätzlich nachvollziehbar, dass der Gesetzgeber – im Sinne einer Absicherung – die Möglichkeit einer Entgeltobergrenze bei der Ausschreibung der strategischen Speicherreserve vorsehen will. Im vorliegenden Entwurf wird diese Obergrenze nicht genau definiert. Die BKW möchte darauf hinweisen, dass eine zu tief angesetzte Entgeltobergrenze letztlich dazu führen würde, dass die nötige Speicherreserve gar nicht kontrahiert werden könnte.

Erfahrungen aus dem Markt für Regelenergie illustrieren, dass solche Märkte sehr wohl ausreichend Konkurrenz entfalten, so dass keine Preisverzerrungen durch Marktmacht entstehen. Das heisst umgekehrt nicht, dass es gar keine Preisobergrenze braucht. Sinnvollerweise orientiert sich eine solche aber an den technischen Preisobergrenzen im freien Energiemarkt (Intraday), wo die Speicherreserve in Knappheitssituationen alternativ eingesetzt werden könnte.

Bilanzgruppen eignen sich nicht als Instrument für langfristige Versorgungssicherheit

Bilanzgruppen sind technische Abrechnungseinheiten, deren Kernkompetenz die zielgenaue Prognose und Abrechnung zwischen den Bilanzgruppenteilnehmern ist. Zwar tragen sie in dieser Funktion zur Versorgungsstabilität bei, doch hat dies nichts mit langfristiger Versorgungssicherheit im Sinne von Generation Adequacy (ausreichende Produktionskapazitäten) zu tun. Schliesslich sind die Bilanzgruppen keine Kraftwerksinvestoren. Die Verantwortlichkeit für Generation Adequacy kann daher nicht den Bilanzgruppen übertragen werden.

Langfristige Versorgungssicherheit und die Sicherstellung der kurzfristigen netztechnischen Versorgungsstabilität (bei ausreichender Infrastruktur) sind unterschiedliche Facetten und weisen daher unterschiedliche Verantwortlichkeiten auf:

- *In der langen Frist* wird Versorgungssicherheit v.a. durch ausreichende (Re-) Investitionen in den Kraftwerkspark sichergestellt. In einem freien Markt vermitteln grundsätzlich die Marktpreise die dazu nötigen Investitionsanreize. Einzelne Marktakteure können dieses Preissignal nicht beeinflussen und tragen daher auch keine Verantwortung für die langfristige Versorgungssicherheit.
- *In der kurzen Frist* hingegen kommt den einzelnen Marktakteuren bzw. den Bilanzgruppen sehr wohl eine Verantwortung für die Systemstabilität zu: Sie haben ihren Bedarf möglichst genau zu prognostizieren und über entsprechende Beschaffung am Markt abzudecken. Doch setzt diese Verantwortung bereits voraus, dass es ausreichend Kraftwerkskapazitäten gibt, die (langfristig) am Markt bereitgestellt werden.

Strukturell bedingt fehlende Energie auf dem Markt (zu wenig inländische Produktion, fehlende Importmöglichkeiten) kann daher nicht die "Schuld" einzelner Bilanzgruppen sein. Einerseits sind sie nicht dafür konzipiert, Kraftwerksinvestitionen sicherzustellen. Andererseits ist es Sache des Marktes, ausreichend Investitionsanreize zu vermitteln.

Generell gilt im Strommarkt die Versorgungssicherheit als ein kollektives Gut. Sämtliche am Stromnetz angeschlossenen Marktakteure profitieren davon. Aus diesem Grund können einzelne Marktakteure wie die Bilanzgruppen gar keine individuelle Verantwortung für die langfristige Versorgungssicherheit übernehmen: Sie würden darauf spekulieren, dass andere Akteure diese Verantwortung übernehmen und das kollektive Gut in ausreichendem Ausmass für den gesamten Markt erbringen (Trittbrettfahrer-Problematik).

1.3 Langfristige Versorgungssicherheit

1.3.1 Zusätzliche Investitionsanreize nötig

Die Einführung einer Speicherreserve adressiert kurzfristige Versorgungsengpässe, löst aber keine Investitionen in den schweizerischen Kraftwerkspark aus. Aufgrund der wachsenden Unsicherheiten über die Exportmöglichkeiten der Nachbarländer sind Investitionen in den Erhalt und wohl auch den Ausbau von steuerbaren Kraftwerkskapazitäten im Inland von zentraler Bedeutung für die Gewährleistung einer mittel- und längerfristigen Versorgungssicherheit. Das aktuelle Strommarktdesign in der Schweiz ist aktuell und voraussichtlich auch künftig nicht in der Lage, dazu ausreichende Investitionsanreize zu vermitteln.

Gerade weil die Nachbarländer ihre eigene Versorgungssituation mit verschiedenen komplexen sog. Kapazitätsmechanismen stabilisieren, resultiert für die Schweiz ein umso grösserer Bedarf, eigene Instrumente zur Sicherung der mittel- und langfristigen Versorgungssicherheit einzuführen. Die im Ausland eingeführten Mechanismen zielen letztlich auf eine Verhinderung von knappheitsbedingten Preisspitzen ab. Aufgrund der engen physikalischen und marktlichen Vernetzung übertragen sich diese Preis-dämpfenden Effekte auf dem Energiemarkt auch auf die Schweiz, wodurch Investitionen und Reinvestitionen in steuerbare Kraftwerke zusätzlich in Frage gestellt werden.

1.3.2 (Re-) Investitionsanreize durch Kapazitätsmechanismus

Aus diesem Grund soll im Kontext der StromVG-Revision geprüft werden, in welcher Weise zusätzliche Mechanismen zur Sicherstellung von (Re-)Investitionsanreizen installiert werden können. Auch die Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Ständerates hat im Rahmen ihrer Motion 18.3000 (Investitionsanreize für den langfristigen Erhalt der Schweizer Stromproduktionsanlagen) auf die Dringlichkeit einer solchen Prüfung hingewiesen. Die BKW hat hierzu bereits 2016 konstruktive Vorschläge zur Implementierung eines marktbasierten Kapazitätsmechanismus in der Schweiz gemacht (<https://blog.bkw.ch/kapazitaetsmaerkte-fuer-die-versorgungssicherheit/>). Diese Überlegungen sind weiterhin aktuell und können als Grundlage für die weiteren Arbeiten genutzt werden.

1.3.3 Anpassung des Wasserzinsregimes

Anreize für Investitionen in den Neu- bzw. Ausbau der Wasserkraft sowie den Bestandserhalt können ausserdem durch eine Anpassung des Wasserzinsregimes geschaffen werden. Der Wasserzins stellt faktisch eine Abschöpfung der Ertragskraft der Wasserkraft durch die Standortkantone dar. Das aktuelle Regime mit den starren und hohen Wasserzinsen lässt sich unter den Bedingungen des internationalen wettbewerblichen Strommarktes sowie einer vollständigen Marktöffnung im Inland nicht mehr rechtfertigen. Einerseits stellt die feste Abgabe in einem volatilen und zyklischen Strommarkt eine kritische Belastung der Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft dar. Andererseits wird die Schweizer Wasserkraft durch die einseitig hohe Belastung im internationalen Wettbewerb benachteiligt. Eine solche

übermäßige Belastung bzw. Benachteiligung steht auch im Widerspruch zu Art. 1 Abs. 2 Bst. b StromVG, mit dem die „internationale Wettbewerbsfähigkeit“ der Elektrizitätswirtschaft bezweckt werden soll. Eine substanzielle Reduktion des Wasserzinses kombiniert mit einer Flexibilisierung würde die Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft stärken und entsprechende (Re-)Investitionsanreize schaffen.

1.4 Liberalisierung des Messwesens

1.4.1 Teilliberalisierung schafft keinen funktionierenden Markt

Die BKW 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.

1.4.2 Liberalisierung der Messdaten als zukunftsfähiges Alternativmodell

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 BKW 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 BKW 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 eigener smarter 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.

2 Anpassungen im StromVG mit Begründung

Im Folgenden werden die einzelnen Änderungsvorschläge der BKW aufgeführt und begründet:

Art. 4 Abs. 1 Bst. j, k, l und m Begriffe

~~j. Verrechnungsmessung: Messung im Netz zu Abrechnungszwecken; dazu gehören der Messstellenbetrieb und die Messdienstleistungen;~~
~~k. Messstellenbetrieb: Einbau, Betrieb und Wartung der Messmittel in einer Messstelle;~~
~~l. Messdienstleistungen: Erfassung, Bearbeitung und Übermittlung der Messdaten;~~
~~m. betriebliche Messung: Erfassung von Messdaten zur Netzbetriebsführung.~~

Begründung:

Streichung Buchstaben j, k, l, m: Da die angestrebte Teilliberalisierung des Messwesens abgelehnt wird (vgl. Ausführungen zu Art. 17a), sind alle davon betroffenen Gesetzesartikel zu streichen. Dies führt auch zur Streichung der Buchstaben j, k, l und m.

Art. 4a Elektrizitätsbezug des 16,7-Hz-Netzes

(1) Das mit der Frequenz von 16,7 Hz betriebene Netz der schweizerischen Eisenbahnen gilt beim Elektrizitätsbezug aus dem 50-Hz-Netz als Endverbraucher, ausser wenn:

- der Bezug für den Eigenbedarf eines Kraftwerks **erfolgt,**
- der Bezug** ~~oder~~ für den Antrieb von Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken **oder für Speicher** ~~erfolgt~~ **und die Energie später wieder in das 50-Hz-Netz zurückgespeist wird;** oder
- es aus Effizienzgründen innerhalb eines Pumpspeicherkraftwerks Elektrizität statt aus dem Kraftwerk selbst ersatzweise aus dem 50-Hz-Netz bezieht, sofern dadurch ein zeitgleiches Pumpen und Turbinieren in diesem Kraftwerk vermieden wird.

~~(2) Der Bundesrat kann vorsehen, dass die unter Anwendung von Absatz 1 Buchstabe a erzeugte Elektrizität in das 50-Hz-Netz zurückgespeist werden muss. Er kann weitere Einzelheiten des Zusammenspiels zwischen 50-Hz- und 16,7-Hz-Netz regeln.~~

Begründung:

Anpassung Abs. 1: Wenn Energie aus dem 50-Hz-Netz netznutzungsbefreit in einen See hochgepumpt und anschliessend zum Endverbrauch als Traktionsstrom turbinieren wird, müsste die Netznutzung für das 50-Hz-Netz verrechnet werden. Analog der Lösung für Speicher soll nur der Strom, der gepumpt und anschliessend wieder ins 50-Hz-Netz eingespeist wird, von der 50-Hz-Netznutzung befreit werden.

Anpassung Abs. 2: Streichen, da mit dem Absatz 1 gemäss Antrag genügende gesetzliche Regelung geschaffen wird.

Bestehenden Art. 5 Abs. 2 beibehalten und einen neuen Art. 5bis einfügen

Art. 5 Abs. 2
Netzgebiete und Anschlussgarantie

Streichen und stattdessen bestehenden Absatz 2 beibehalten:

(2) Netzbetreiber sind verpflichtet, in ihrem Netzgebiet alle Endverbraucher innerhalb der Bauzone und ganzjährig bewohnten Liegenschaften und Siedlungen ausserhalb der Bauzone sowie alle Elektrizitätserzeuger an das Elektrizitätsnetz anzuschliessen

Neuer Art. 5bis
Grundversorgungspflicht

(1) Grundversorger ist jeweils der Elektrizitätslieferant, der die meisten Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von weniger als 100 MWh pro Verbrauchsstätte in einem Netzgebiet beliefert. Netzbetreiber sind verpflichtet, alle drei Jahre jeweils zum 30. Juni gemäss Satz 1 den Grundversorger für die nächsten drei Kalenderjahre festzustellen sowie dies bis zum 30. September des Jahres im Internet zu veröffentlichen und der EICom schriftlich mitzuteilen.

(2) Im Falle eines Wechsels des Grundversorgers infolge einer Feststellung nach Absatz 1 gelten die von Endverbrauchern mit dem bisherigen Grundversorger geschlossenen Energielieferverträge zu den im Zeitpunkt des Wechsels geltenden Bedingungen und Preisen fort.

Begründung:

Die laufende Revision des StromVG sollte u.a. dafür genutzt werden, die Aufgaben des Monopolbereichs Netz auf der einen und des wettbewerblichen Energievertriebs inkl. der Grundversorgung auf der anderen Seite klar voneinander zu trennen. Dies ist eine wesentliche Voraussetzung dafür, dass die bestehenden Entflechtungs-Vorschriften effektiv und sinnvoll umsetzbar sind. Dies gilt auch in Bezug auf die Vermarktung von neuen, innovativen Produkten und Leistungen, die etwa eine Kombination von Energielieferung und Service vorsehen. Ein Verbleib der Energielieferung bei den von den übrigen Tätigkeiten entflochtenen Netzen würde solche Lösungen in der Grundversorgung gänzlich verhindern. Eine solche Barriere ist im Kontext der vollständigen Marktöffnung ineffizient und aus wettbewerblicher Sicht gar nicht nötig, da das EVU bei den grundversorgten Kunden gar nicht mehr über ein Monopol verfügt. Eine effektive Entflechtung zwischen Energie und Netz ist schliesslich auch eine Voraussetzung für den allfälligen Abschluss eines Stromabkommens mit der EU.

Die Entflechtungsvorschriften sollten sich daher künftig explizit auf die Entflechtung des Netzbetriebs im engeren Sinn von den übrigen Tätigkeitsbereichen fokussieren. Der Grundversorgungsauftrag sollte nicht mehr beim Netzbetreiber, sondern bei einem Elektrizitätslieferanten liegen. Dieser kann in Anlehnung an das deutsche System der Lieferant mit den meisten Endkunden in einem Netzgebiet sein.

Da die vom Netzbetrieb entkoppelte Grundversorgungspflicht in einem separaten Artikel (Art. 5bis) im Kapitel zwei Abschnitt eins "Gewährleistung der Grundversorgung" geregelt wird und der bestehende Art. 5 ("Netzgebiete und Anschlussgarantie") künftig für die Grundversorgung nicht mehr relevant ist, würde Letzterer thematisch besser in Kapitel zwei Abschnitt zwei ("Sicherstellung der Versorgung") passen.

**Art. 6
Grundversorgung**

(1) 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~~ **in ihrem Netzgebiet zuständigen Grundversorger** jederzeit zu angemessenen ~~Elektrizitätstarifen~~ **Elektrizitätspreisen** mit der gewünschten Menge an Elektrizität versorgt zu werden (Grundversorgung).

(2) **Die Grundversorger** ~~Die Netzbetreiber~~ 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 basiert auf einer Jahresbetrachtung.**

(3) Die ~~Elektrizitätstarifen~~ **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.~~ **Der Grundversorger hat die allgemeinen Bedingungen und Preise öffentlich bekannt zu geben und im Internet zu veröffentlichen und zu diesen Bedingungen und Preisen jeden Endverbraucher zu versorgen. Die Pflicht zur Grundversorgung besteht nicht, wenn die Versorgung für das Unternehmen aus wirtschaftlichen Gründen nicht zumutbar ist.**

(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:

Anpassung Abs. 1: Da die Grundversorgung nicht mehr Aufgabe des Netzbetreibers sein soll, sondern des Lieferanten mit den meisten Endkunden in einem Netzgebiet, muss dies auch im vorliegenden Artikel angepasst werden.

Anpassung Abs. 2: Bereits heute erfüllt die BKW mit dem Produkt Blue den in der StromVG-Revision angestrebten Standard eines einheimischen und überwiegend oder ausschliesslich erneuerbaren Produkts in der Grundversorgung. Auch viele andere Energieversorger bieten ihren Kunden in der Grundversorgung als Standardprodukt einheimische erneuerbare Energie. Die Qualitätskennzeichnung erfolgt mit entsprechenden Herkunftsnachweisen (HKN), die über das Jahr generiert werden. Die jährlich anfallenden Aufwendungen im Zusammenhang mit der höheren Qualität bzw. mit der HKN-Hinterlegung werden in den Produktkosten eingepreist.

Ein quartalsweiser oder gar monatlicher Nachweis wäre zweifelsohne mit deutlich höheren administrativen Kosten verbunden. Bspw. müssten die HKN monatlich hinterlegt werden, was eine entsprechend aufwändigere Dokumentation voraussetzt. Zudem müsste der monatliche Kundenverbrauch für die meisten Endverbraucher geschätzt werden, da in der Regel keine entsprechende Zählerinfrastruktur für quartalsweise oder monatliche Messungen vorhanden ist. Die damit verbundenen administrativen Mehrkosten würden eingepreist. Der höhere Preis würde vermehrt Endverbraucher dazu motivieren, auf günstigere Produkte mit alternativer Qualität am freien Markt auszuweichen. Dabei kann es sich sowohl um Energie aus in- und ausländischer thermischer Produktion handeln, als auch um importierte erneuerbare Energie, deren HKN am Markt günstiger erhältlich sind (wobei auch hier für eine allfällige in der Schweiz nötige monatliche oder quartalsweise Kennzeichnung zusätzliche administrative Kosten anfallen).

Dem deutlich höheren administrativen Aufwand und den entsprechenden Mehrbelastungen für die Endverbraucher würde zudem gar kein Nutzen für die erneuerbare Stromproduktion entgegenstehen. Aufgrund des zu erwartenden Kundenwechsels in den Markt ist nicht mit einer Knappheit bei monatlichen oder quartalsweisen Herkunftsnachweisen (HKN) aus inländischer erneuerbarer Produktion zu rechnen – das Angebot erneuerbarer inländischer Stromproduktion dürfte auch auf Monatsbasis jederzeit höher sein als die Nachfrage, die vor allem aus der verbleibenden Grundversorgung resultiert. Eine künstliche Verteuerung der Grundversorgungsprodukte würde zudem den Wechsel in den Markt zusätzlich beschleunigen und die Nachfrage abermals senken. Diese Beschleunigung wäre umso grösser, wenn sich wider Erwarten eine signifikante Verteuerung auf dem Markt für monatliche HKN einstellt. Eine solche Regelung würde daher auch keinen Nutzen im Zusammenhang mit der Förderung des Ausbaus der erneuerbaren Energien schaffen.

Schliesslich darf bezweifelt werden, dass Endverbraucher überhaupt an monatlichen oder quartalsweisen HKN interessiert sind bzw. daraus einen Nutzenmehrwert erfahren. Ebenso wenig dürften sie eine Zahlungsbereitschaft für die administrativen Mehrkosten aufweisen. Falls Endkunden dennoch den Wunsch nach monats- oder quartals-scharfen Qualitätsausweisen haben, dann steht es ihnen frei, diese Produkte am freien Markt zu kaufen – die Nachfrage würde dann auch ein Angebot schaffen. Aus diesen Gründen soll der jährliche Qualitätsnachweis in der Grundversorgung beibehalten werden.

Anpassung Abs. 3:

Satz 1 (keine gleichen Elektrizitätspreise für Verbraucher mit gleichartiger Verbrauchscharakteristik): Bei vollständiger Marktöffnung bedarf es keiner Vorgaben für die Bildung von Kundengruppen nach deren Verbrauchscharakteristik. Diese würden den Grundversorger bei der Preisgestaltung unnötig einschränken bzw. zu Verzerrungen im Vergleich zu Stromprodukten im freien Markt führen. Durch die Abwanderungsmöglichkeit von Kunden hat der Grundversorger ohnehin ein Interesse, sich bei der Gestaltung und insbesondere der Preissetzung des Grundversorgungsprodukts an vergleichbaren Produkten im freien Markt zu orientieren.

Hinzu kommt, dass die Verbrauchscharakteristik von Endkunden für Lieferanten immer schwieriger zu bestimmen ist: Bei steigender eigener Stromproduktion divergieren Verbrauch und Strombezug aus dem Netz immer stärker. Lieferanten kennen dabei nur den Bezug aus dem Netz, nicht aber den tatsächlichen Verbrauch der Endkunden mit Eigenproduktion.

Satz 2 (keine Preisregulierung in der Grundversorgung): Mit der vollständigen Marktöffnung erhalten sämtliche Kunden die Möglichkeit, ihr Stromprodukt sowie ihren Anbieter frei zu wählen. Unangemessene Preisaufschläge würden dazu führen, dass der Grundversorger seine Kunden an Konkurrenten verliert. Damit verfügt der Grundversorger weder formell noch faktisch über ein Monopol in der Grundversorgung. Eine explizite Preisregulierung durch die ElCom ist daher weder nötig noch sinnvoll. Mit einer anhaltenden Regulierung der Preise drohen umgekehrt sogar Wettbewerbsverzerrungen – etwa, weil in der Grundversorgung die Preise bei zu attraktiven Konditionen festgelegt würden. Zudem fallen unnötige administrative Aufwendungen auf Seiten der Behörden und der regulierten Unternehmen an⁵. Eine (sektor-)spezifische Preisregulierung soll daher gänzlich entfallen.

Dies wäre auch sinnvoll mit Blick auf die Entwicklungen in der EU. Auch dort bestehen Bestrebungen, Preisregulierungen in den Grundversorgungen gänzlich auslaufen zu lassen

⁵ Diese Sichtweise wird u.a. auch in einem aktuellen Bericht vertreten, der noch bestehende Preisregulierungen in bestimmten EU-Ländern kritisiert (Euractiv 2018: Electricity Prices, Special Report; https://www.euractiv.com/section/electricity/special_report/electricity-prices/)

bzw. sogar explizit zu verbieten, da potenziell nationale und internationale Wettbewerbsverzerrungen bzw. -behinderungen damit verbunden sind⁶.

Anpassung Abs. 4: Da es in der Grundversorgung keine Preisregulierung geben soll, bedarf es auch keiner Festlegung der Vergleichsmarktpreise durch den Bundesrat.

Analog den Vorgaben für die Ersatzversorgung (Art. 7 StromVG) genügt eine reine Missbrauchsaufsicht, die missbräuchlich hohe Preise verhindern soll – angelehnt an die Ausgestaltung der Grundversorgung im liberalisierten deutschen Strommarkt.

Art. 7 Ersatzversorgung

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~~ Grundversorger seines Netzgebiets versorgt. Dieser ist dabei nicht an die ~~Elektrizitätstarife~~ Elektrizitätspreise der Grundversorgung gebunden.

Begründung:

Da die Grundversorgung nicht mehr Aufgabe des Netzbetreibers sein soll, sondern des Lieferanten mit den meisten Endkunden in einem Netzgebiet, muss auch dieser Artikel entsprechend angepasst werden.

Art. 8a Speicherreserve für kritische Versorgungssituationen

(1) Zur Absicherung gegen ausserordentliche Situationen wie energiebedingte kritische Versorgungsengpässe oder – ausfälle im Marktgebiet Schweiz 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.

(2) Zur Teilnahme an der Reserve berechtigt sind Speicherkraftwerks- und Speicherbetreiber mit an das Schweizer Stromnetz ~~Netz~~ angeschlossenen Speichern, bei denen Energie in Elektrizität umgewandelt werden kann. 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

a. die nötige Vorhaltemenge und den Vorhaltezeitraum

b. die Grundzüge:

1. der Ausschreibung, einschliesslich allfälliger Entgeltobergrenzen, die sich an der technischen Obergrenze des Intra-Day-Marktes orientiert.
2. der Entschädigung bei einem Abruf. Sie ist an den Opportunitätskosten der abgerufenen Menge auszurichten.
3. der Strafzahlung, die die teilnehmenden Betreiber leisten müssen, wenn sie ihren Vorhaltepflichten nicht nachkommen.

Die ElCom legt in Absprache mit der nationalen Netzgesellschaft die Vorhaltemenge und den Vorhaltezeitraum sowie die Grundzüge der Ausschreibung fest.

⁶ siehe COM/2015/080: A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy

(5) Zeichnet sich eine **energiebedingte** kritische Versorgungssituation **im Marktgebiet Schweiz** ab, so gibt die ElCom die Reserve auf Antrag der Netzgesellschaft zum Abruf frei. ~~Macht der Markt die nötige Energie nicht verfügbar oder tritt der Bedarfsfall anderswie ein, ruft~~ Die Netzgesellschaft **ruft** die nötige Energie **für den Ausgleich des Marktgebiets Schweiz aus der strategischen Speicherreserve zur Deckung der unausgeglichenen Bilanzgruppen ab und stellt sie über eine Marktplattform den Marktakteuren zur Verfügung**. Die nationale Netzgesellschaft ~~Sie leistet zu deren Lasten~~ eine Entschädigung an die Betreiber, bei denen der Abruf stattfindet. **Der Abruf kann nur bei den Teilnehmern stattfinden, die in ihren Speichern nur noch die Energie der strategischen Reserve vorhalten.**

(6) Der Bundesrat regelt die Einzelheiten, insbesondere:

- a. die Kriterien zur Festlegung der Vorhaltemenge 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 Auskunfts-, Angabe- und Zutrittsgewährungspflichten 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:

Anpassung Abs. 1: "Kritische Versorgungsengpässe" sind zu präzisieren. Ansonsten lässt dies zu viele Optionen für einen Abruf offen. Die Präzisierung erfolgt über die Ergänzungen "**energiebedingte**" kritische Versorgungsengpässe und "**im Marktgebiet Schweiz**". Somit findet eine klare Abgrenzung zu netztechnisch gelagerten Eingriffsnotwendigkeiten seitens der Swissgrid statt. Es wird sichergestellt, dass nur bei fehlender Energie im Marktgebiet Schweiz – und auch nicht bei regionalen Energieknappheiten, die aus der Netzinfrastruktur entstehen – auf die strategische Speicherreserve zugegriffen werden darf.

Anpassung Abs. 2: "Jährlich" ist zu streichen. Es sollte keine Pflicht sein, dass die Ausschreibung jährlich stattfindet. Möglicherweise kann es auch sinnvoll sein, über mehrere Jahre zu kontrahieren. Eine Formulierung ohne "jährlich" ermöglicht weiterhin eine jährliche Ausschreibung. Der Begriff "Schweizer Netz" ist zu präzisieren. Die Schweiz hat viele, verschiedenartige Netze. Entscheidend ist der Anschluss an das "Schweizer Stromnetz".

Anpassung Abs. 3: Regulatorische Entscheide und Aufgaben sind von notwendigen operativen Verantwortlichkeiten für die Versorgungssicherheit klar zu trennen. Daher ist Zuweisung von Aufgaben in Abs. 3 sauber nach Rollen zu trennen. Die nationale Netzgesellschaft darf bei diversen regulatorischen Entscheidung, die eindeutig in der Hoheit einer Regulierungsbehörde zu liegen haben, nicht mitbestimmen.

Somit ist Abs. 3 entsprechend den Rollen im Markt umzuformulieren. Die nationale Netzgesellschaft kann – und muss – nur bei der Vorhaltemenge und den Vorhaltezeitraum aufgrund ihrer System Adequacy Kompetenz und bei der Lösung des Problems (Grundzügen der Ausschreibung) einbezogen werden.

Welche Vergütung die Betreiber aber bei Teilnahme und Abruf bekommen und welche Pönalen sie bei nicht Einhaltung von Verpflichtungen auferlegt bekommen, ist eine rein regulatorische Angelegenheit, bei der die nationale Netzgesellschaft keinen anderen Stellenwert für die Regulierungsbehörde in ihrer Meinungsbildung und ihrer Entscheidungsfindung haben sollte, als alle anderen Marktteilnehmer. Eine Obergrenze für das Teilnahmegebot an der strategischen Reserve sollte nicht einschränkend und marktverzerrend sein. Dies leistet die Orientierung an der technischen Obergrenze des Intra-Day-Marktes.

Die Vergütung des Abrufs der Energie hat sich an deren Opportunitätskosten zu bemessen. Bei Abruf steht die Energie dem Speicherbetreiber bei Auflösung der strategischen Reserve nicht mehr zur Verfügung. Diese kann daher diese Energie nicht mehr vermarkten. Die Vermarktung hätte ansonsten ab dem Zeitraum der eintretenden Schneeschmelze bis zum Zeitpunkt des Erreichens des maximalen Füllstands stattgefunden. Diese Opportunität ist durch den Abruf weggefallen und ist damit zu entgelten. Der Betreiber hätte in dem genannten Zeitraum versucht, zu den preislich besten Stunden die Menge zu vermarkten. Nur wenn man die Vergütung des Abrufs an die Opportunitätskosten des Abrufs ausrichtet, hat der Betreiber kein Interesse schneller oder langsamer seinen Speicher zu entleeren, als er seinen Speicher bewirtschaften würde, wenn es keine strategische Reserve gibt. Buchstabe b) 2 ist somit entsprechend zu ergänzen.

Anpassung Abs. 5: Die Unausgeglichenheit der Bilanzgruppen ist nicht auf ein Verschulden der Bilanzgruppen zurückzuführen. Vielmehr fehlt generell Energie am Markt. Deshalb soll Swissgrid zusätzliche Energie aus der Reserve "aktivieren", abrufen und direkt dem Markt zur Verfügung stellen. Dieser Grundsatz ist in Abs. 5 zu formulieren.

Zudem ist die Rangfolge des Abrufs zu präzisieren. Dies ist notwendig, damit die Verwendung der strategischen Reserve nicht unnötig aufgebläht wird und effizient bleibt. Es gilt der notwendige Grundsatz: Kein Abruf aller, sondern nur betreiberspezifisch. Abs. 5 ist daher so zu erweitern, dass der Abruf ausschliesslich bei jenen Speichern erfolgt, die nur noch über die Energie der strategischen Reserve verfügen. Welcher dieser Speicher eingesetzt wird, ist nicht entscheidend – solange eine sachgemässe Vergütung des Abrufs erfolgt. Aus versorgungstechnischer Sicht ist es hingegen relevant, dass nicht Speicher abgerufen werden, die noch am Markt produzieren (können). Würden auch diese dazu angehalten, ihre Produktion der strategischen Reserve zur Verfügung zu stellen, müssten sie umgekehrt ihr marktliches Angebot einschränken. Die von ihnen zur Verfügung gestellte Reserve würde lediglich ihr reduziertes Marktangebot kompensieren. Damit resultiert kein Mehrwert für die Versorgungssicherheit, aber zusätzlicher administrativer Aufwand. Vor allem aber würden diese Speicherbetreiber bzw. deren Bilanzgruppen unausgeglichen und zum Bezug von Ausgleichsenergie gezwungen.

Anpassung Abs. 6: Buchstaben e ist zu streichen. Es braucht keine Kriterien für einen Preiszuschlag analog des Ausgleichsenergiepreises. Die Swissgrid soll die abgerufene Energie auf einen Kurzfristmarkt stellen und nicht den unterdeckten Bilanzgruppen verrechnen.

Art. 12

Information und Rechnungsstellung

(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;~~
- ~~d. die Elektrizitätstarife der Grundversorgung;~~
- e. die technischen und betrieblichen Mindestanforderungen für den Netzanschluss; sowie
- f. die Jahresrechnungen.

(1bis) Der Grundversorger stellt die für die Grundversorgung relevanten Informationen leicht zugänglich bereit und veröffentlicht die Elektrizitätspreise der Grundversorgung.

(2) Der Bundesrat kann vorsehen, dass Anbieter von Elektrizität bestimmte Angaben zur Herkunft der Elektrizität **auf Jahresbasis** machen und bestimmte, **nicht wettbewerbsrelevante** Vertragsbedingungen offenlegen müssen.

(3) 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 2016 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:

Anpassung Abs. 1, 1bis und 3: Aufgrund der klaren Trennung von Netzbetrieb und Grundversorgung soll neu nicht mehr der Netzbetreiber verantwortlich sein für die Grundversorgung, sondern der Grundversorger. Daher entfällt für den Netzbetreiber die Pflicht zur Veröffentlichung der Grundversorgungspreise bzw. deren gesonderter Ausweisung auf der Rechnung. Stattdessen soll der Grundversorger die Pflicht zur Informationsbereitstellung und Veröffentlichung der Elektrizitätspreise erhalten (neuer Abs. 1bis). Da die angestrebte Teilliberalisierung des Messwesens abgelehnt wird (vgl. Ausführungen zu Art. 17a), sind alle davon betroffenen Gesetzesartikel zu streichen. Ein separater Messtarif wurde mit Umsetzung der Änderungen durch die Energiestrategie 2050 per 1.1.2019 abgeschafft – eine Wiedereinführung ist nicht erforderlich. Dies führt auch zur Streichung von Art. 12 Abs. 1 Bst. c.

Aufgrund der Ausführungen zur Verantwortung in der Grundversorgung und zur angestrebten Teilliberalisierung des Messwesens muss der letzte Satz von Abs. 3 gestrichen werden.

Anpassung Abs. 2: Der Bundesrat soll entsprechend unserer Argumentation zu Art. 6 Abs. 2 die Kompetenz erhalten, Vorgaben zur Herkunft der Elektrizität lediglich auf Jahresbasis (und nicht auf Monats- oder Quartalsbasis) machen zu dürfen. Zudem soll eine Offenlegungspflicht für Vertragsbedingungen, die wettbewerbsrelevante, sensible Informationen enthalten, explizit ausgeschlossen werden. Solche Informationen können bspw. die einzelnen Preiskomponenten sein, die typischerweise je nach Kunde und dessen Bezugsverhalten variieren können.

Art. 13a Wechselprozesse

(1) Der Bundesrat erlässt die Ausführungsbestimmungen **zu folgenden Aspekten in Bezug auf die Lieferantenwechselprozesse:** die zur Ermöglichung von Lieferantenwechseln sowie von Ein- und Austritten bei der Grund- und der Ersatzversorgung (Wechselprozesse) erforderlich sind. Er regelt insbesondere:

a. die Fristen, innert derer ein Lieferantenwechsel vollzogen sein muss

~~a. das Verfahren und die Aufgaben aller Beteiligten;~~

~~b. die Termine für Ein-, Aus- und Wiedereintritte bei der Grundversorgung;~~

~~c. die **Fristen** Termine für den **spätesten Austritt** Austritte aus der Ersatzversorgung;~~

~~d. die Voraussetzungen, unter denen grundversorgungsberechtigte Endverbraucher Elektrizitätslieferverträge ausserhalb der Grundversorgung kündigen können.~~

(2) **Die Kosten, die Netzbetreibern durch Wechselprozesse anfallen, sind anrechenbar und dürfen nicht individuell angelastet werden.** Die Netzbetreiber dürfen die Kosten, welche ihnen durch Wechselprozesse anfallen, nicht individuell anlasten.

Begründung:

Anpassung Abs. 1a: Für die Abwicklung der Wechselprozesse bei Lieferantenwechseln sollen gemäss dem Subsidiaritätsprinzip (Art. 3 StromVG) transparente und diskriminierungsfreie Richtlinien durch die Marktteilnehmer selbst festgelegt werden. Ein Eingreifen des Bundesrates würde hier zu erheblichen Ineffizienzen führen. Für Lieferantenwechsel von Kunden mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100 MWh haben die Netzbetreiber bereits heute Prozesse etabliert, mit denen die Wechsel effizient und zuverlässig durchgeführt werden. Diese Prozesse müssten bei einer vollständigen Marktöffnung lediglich angepasst werden. Dabei soll eine weitere Zentralisierung und Vereinheitlichung der verschiedenen Prozesse der Netzbetreiber angestrebt werden. Hierfür eignet sich der bereits bestehende Datenhub (swisseldex), der von der Branche gegründet wurde.

Anpassung Abs. 1b: Grundsätzlich soll die Energie- und damit Grundversorgung in einem liberalisierten Markt möglichst wenig reguliert werden. Im Gesetzesentwurf behält sich der Bundesrat jedoch explizit die Kompetenz vor, Termine für den Wechsel der Kunden von der Grundversorgung in den Markt und zurück festzulegen. Gemäss dem Erläuterungsbericht (Seite 61) erachtet es der Bundesrat als sinnvoll, dass die Möglichkeit zum Ein- und Austritt einmal jährlich (auf Ende Jahr) bestehen soll. Eine solche einengende Regulierung lehnt die BKW ab. Einerseits geht die zu erwartende starke Häufung von Wechseln am Ende des Jahres mit einer ineffizienten Aufwandsspitze bei Netzbetreibern und Lieferanten einher, die den Wechselprozess abzuwickeln haben. Andererseits werden die Freiheiten der Kunden signifikant beschränkt. Schliesslich werden auch im Markt nicht nur jahresscharfe Produkte angeboten. Erfahrungen aus dem Ausland illustrieren, dass unter Marktbedingungen Produkte mit ganz unterschiedlichen Mindestlaufzeiten angeboten werden, unter denen die Kunden wählen können. Vertrags- bzw. Lieferantenwechsel sind demnach nur unter Einhaltung dieser Mindestlaufzeiten möglich. Die vom Bundesrat vorgesehene starre Regulierung einseitig bei den Grundversorgungsprodukten erschwert den Wechsel zwischen Grund- und Marktversorgung. Die BKW schlägt daher vor, dass der vom Bundesrat vorgesehene Absatz 1b gestrichen wird.

Anstelle dessen soll der Bundesrat bzgl. Wechselprozessen lediglich die Kompetenz erhalten, Fristen für die Ausführung eines Lieferantenwechsels festzulegen. Damit soll sichergestellt werden, dass der Grundversorger und der Netzbetreiber einen Wechsel in den Markt nicht behindern bzw. dass ein Lieferantenwechsel innerhalb einer bestimmten Frist tatsächlich durchgeführt wird. Zudem soll der Bundesrat die Kompetenz haben, den spätesten Austritt aus der Ersatzversorgung festzulegen. Eine Regelung der maximalen Dauer, die ein Kunde in der Ersatzversorgung verbleiben sollte, verhindert, dass die Ersatzversorgung für bestimmte Kunden zur Standardversorgung wird, die sie nicht sein soll.

Anpassung Abs. 2: Eine gesetzliche Verankerung, dass Wechselprozesskosten anrechenbare Netzkosten sind, fehlt bisher. Diese Anrechenbarkeit soll daher hier ergänzt werden. Im Zuge dieser Ergänzung wurde eine vollständige Umformulierung des Absatzes nötig.

**Art. 14
Netznutzungsentgelt**

(1) Das Entgelt für die Netznutzung darf die anrechenbaren Kosten, **abzüglich der vom Netzbetreiber individuell in Rechnung gestellten Kosten**, sowie die Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen nicht übersteigen.

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

~~(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) 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~~

~~(3^{ter}) Streichen~~

Begründung:

Anpassung von Abs. 1: Nimmt das Anliegen von Abs. 3bis (bisher) respektive Abs. 3ter (neu) auf, dass individuell in Rechnung gestellte Kosten wie z.B. Netzanschlussbeiträge nicht Teil der Netzentgelte sein dürfen. Mit dieser Anpassung kann der Abs. 3ter gestrichen werden.

Anpassung von Abs. 2: Nimmt das Anliegen der Anpassung in Abs. 3 auf und lässt den Fokus in Abs. 3 auf den Grundsätzen für die Festlegung der Netznutzungstarife.

Neuer Abs. 2bis: Der neue Abs. 2bis nimmt auf, dass die Kunden pro Spannungsebene in Kundengruppen aufgeteilt werden dürfen. Dies wird bereits heute mit dem bestehenden Abs. 3 Bst. c. implizit festgehalten. Mit dem neuen Abs. 2bis wird zusätzlich bereits auf Gesetzesstufe festgehalten, dass eine Zuteilung der Endverbraucher entsprechend ihrer tatsächlichen Kostenverursachung erfolgen muss. Damit wird ausgeschlossen, dass Kundengruppen alleine aufgrund des Vorhandenseins einer Produktionsanlage oder von Eigenverbrauch gebildet werden können.

Anpassung Abs. 3: Auf Gesetzesstufe genügt es, die Grundsätze für die Festlegung der Netznutzungstarife zu definieren. Das Tarifmodell soll die Marktteilnehmer mit in die Verantwortung für einen stabilen und sicheren Netzbetrieb nehmen. Die Rahmenbedingungen zur Nutzung der Netze sollen dabei unabhängig vom Nutzungszweck (wie z.B. Vorhandensein einer Produktionsanlage oder von Eigenverbrauch) und den gewählten Marktbeziehungen gelten. Massgebend für das zu entrichtende Entgelt für die Netznutzung sind einzig der Umfang, die Art und der Zeitpunkt der Nutzung am (Haus-)Anschlusspunkt.

Konkrete Vorgaben zur Ausgestaltung der Netznutzungstarife sind höchstens auf Verordnungsstufe aufzunehmen. Konkrete Tarifberechnungsvorgaben auf Gesetzesstufe, wie im neuen Abs. 3bis vorgeschlagen, sind zu starr und werden der Dynamik und Komplexität der Netztarifierung nicht gerecht.

Der bisherige Absatz 3 soll deshalb weitgehend in der ursprünglichen Formulierung bestehen bleiben. Explizit aufgenommen werden soll allerdings, dass Kundengruppen auf Basis der Spannungsebene und ihres Bezugsprofils am Ausspeisepunkt gebildet werden dürfen (siehe Abs. 3 Bst. c und Vorschlag neuer Abs. 2bis). Dies ist notwendig, damit – wie auch vom Bundesrat korrekterweise festgehalten – die Netztarife Anreize zur Förderung und Verbesserung der Netzeffizienz und der Netzsicherheit setzen und bestmöglich dem Prinzip der Verursachergerechtigkeit entsprechen.

Diesem Anliegen wird mit der Anpassung des Abs. 3 Bst. e Rechnung getragen. Zusammen mit dem Beschluss der vollen Marktöffnung muss die Vermischung der Zielsetzungen von Netzeffizienz und Energieeffizienz bei der Ausgestaltung der Netztarife aufgehoben werden. Durch die Trennung von Energielieferung und Netznutzung kann nicht mehr sichergestellt werden, dass die Anreize der Energie- und Netznutzungstarife kongruent sind.

Streichung Abs. 3^{bis}: Der neue Art. 3^{bis} ist zu streichen, respektive die Absicht, die Tarifierung verursachergerechter zu gestalten, ist höchstens auf Verordnungsstufe und dort kongruent zum Gesetz aufzunehmen.

Ergänzend ist festzuhalten, dass die Netznutzungstarife sich an den von der Kundengruppe verursachten Kosten orientieren müssen. Die Netznutzungstarife und die «Wechselprozesse» zwischen den Kundengruppen sind so auszugestalten, dass Endverbraucher Anreize erhalten, mit eigenen Massnahmen ihr Bezugsprofil zu optimieren und ihre Netzentgelte zu reduzieren.

Die geforderten Anpassungen des Art. 14 StromVG haben Auswirkung auf den bestehenden Art. 18 „Netznutzungstarife“ StromVV. Der Artikel ist wie folgt anzupassen:

Art. 18 StromVV Netznutzungstarife

(1) Die Netzbetreiber sind verantwortlich für die Festlegung der Netznutzungstarife.

(2) Innerhalb einer Spannungsebene bilden Endverbraucher mit vergleichbarem Bezugsprofil eine Kundengruppe. ~~Bei Endverbrauchern in ganzjährig genutzten Liegenschaften mit einer Anschlussleistung bis 30 kVA ist nur eine Kundengruppe zulässig.²~~ **Eine Unterscheidung alleine aufgrund des Vorhandenseins einer Anlage (Eigenverbrauch) ist unzulässig.**

(3) ~~Der Netznutzungstarif muss bei Spannungsebenen unter 1 kV für Endverbraucher in ganzjährig genutzten Liegenschaften mit einem Jahresverbrauch bis zu 50 MWh zu mindestens 70 Prozent ein nichtdegressiver Arbeitstarif (Rp./kWh) sein.~~

(4) ~~Der Netzbetreiber kann den Endverbrauchern nach Absatz 2 zusätzlich andere Netznutzungstarife zur Auswahl stellen. Wird eine Leistungsmessung eingesetzt, so kann er den Endverbrauchern nach den Absätzen 2 und 3 zusätzliche Netznutzungstarife zur Auswahl stellen, die einen tieferen Anteil Arbeitstarif enthalten können.~~

Art. 15 Anrechenbare Netzkosten

(2)

~~Bst. c: die Entgelte für die Einräumung von Rechten und Dienstbarkeiten im Zusammenhang mit dem Netzbetrieb.~~

Begründung:

Anmerkung: Die Kommentierung des Artikel 15 bezieht sich auf die Fassung gemäss der **Strategie Stromnetze** (tritt im Frühjahr 2019 in Kraft).

Streichung Abs. 2 Bst. c: Rechte und Dienstbarkeiten werden in der Regel über mehrere Jahre vereinbart. Die zu Beginn der Laufzeit für die gesamte Gültigkeitsdauer der Rechte/Dienstbarkeiten bezahlten Kosten müssen deshalb in der Buchhaltung aktiviert und

über die Laufzeit abgeschrieben werden, d.h. über den Zeitraum der Nutzung des Rechts bzw. der Dienstbarkeit. Deshalb stellen diese Kosten Kapital- und nicht Betriebskosten dar, es sei denn es handelt sich um jährlich wiederkehrende Zahlungen.

Zumindest im erläuternden Bericht muss klargestellt werden, dass bei der Zuordnung von Betriebs- und Kapitalkosten Buchhaltungsgrundsätze wie GAP/FER einzuhalten sind. Ein Abgleichen mit der Strategie Stromnetze (siehe Abs. 2 Bst. c und 3bis) ist erforderlich.

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.~~
~~(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 dieses Wahlrecht nicht ausüben, bleibt der Netzbetreiber ihres Netzgebiets zuständig.~~
~~(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;~~
~~c. zu den Aufgaben der Messstellenbetreiber und Messdienstleister.~~

(1) Die Netzbetreiber sind in ihrem Netzgebiet für das Messwesen und die Informationsprozesse verantwortlich. Sie legen hierfür transparente und diskriminierungsfreie Richtlinien fest. Insbesondere legen sie die Pflichten der Beteiligten zum zeitlichen Ablauf und zur Form der zu übermittelnden Daten fest.

(2) Die Netzbetreiber stellen den Beteiligten fristgerecht, einheitlich und diskriminierungsfrei die Messdaten und Informationen zur Verfügung, die notwendig sind für:

- a. den Netzbetrieb;
- b. das Bilanzmanagement;
- c. die Energielieferung;
- d. die Anlastung der Kosten;
- e. die Berechnung der Netznutzungsentgelte;
- f. die Abrechnungsprozesse im Zusammenhang mit dem Energiegesetz und der Energieverordnung;
- g. die Direktvermarktung und
- h. den Einsatz von intelligenten Steuer- und Regelsystemen.

(3) Die Netzbetreiber sind verpflichtet, den Endverbrauchern, Erzeugern und Speicherbetreibern oder deren Dienstleistern diese Daten zur Verfügung zu stellen.

(4) Endverbraucher, Erzeuger oder Speicherbetreiber können die notwendigen Messdaten gemäss Abs. 2 auch selbst erheben und sind verpflichtet diese dem Netzbetreiber zur Verfügung 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 abgoltet wird.

Begründung:

Anpassungen Art. 17a: Die vorgeschlagene Teilliberalisierung des Messwesens wird abgelehnt. Sie bringt einen erheblichen Mehraufwand und führt zu keiner Übereinstimmung bei den Rechten und Pflichten der beteiligten Akteure. Der Ansatz des BFE sieht vor, dass bei einem kleinen Teil der Messpunkte (55'000 von ca. 4 Mio.) anstelle des Netzbetreibers ein Dritter die Aufgaben des Netzbetreibers (Messstellenbetrieb und Messdienstleistungen) wahrnimmt. Damit wird aus der Prozesskette ein Teilelement bei wenigen Kunden herausgeschnitten. Die Umsetzung des Teilelements und die neu entstehenden Schnittstellen müssen separat reguliert werden. Daneben kann dem Netzbetreiber auch hier die Aufgabe als «supplier of last resort» zufallen, d.h. er hat jederzeit als «Ersatz» des Dienstleisters, z.B. bei nicht solventen Kunden, zur Verfügung zu stehen.

Mit der vorgeschlagenen Änderung wird die Zuständigkeit für die Messung bei den Netzbetreibern belassen und präzisiert, wem sie die Daten zur Verfügung stellen müssen (Abs. 2 und 3). Daneben wird anstelle der Teilliberalisierung den Netznutzern die Möglichkeit eingeräumt, Daten zu den in Abs. 2 genannten Zwecken selbst zu erheben und an den Verteilnetzbetreiber zur Erfüllung der in Abs. 2 aufgeführten Aufgaben zu liefern (Liberalisierung der Messdaten, siehe www.bkw.ch/smarter). Für diesen Fall vereinbart der Verteilnetzbetreiber mit seinen Netzanschlussnehmern die Abgeltung der Datenlieferung. Der Anschlussnehmer als Eigentümer der Daten ist verpflichtet, die Daten für die Weiterverarbeitung form- und fristgerecht an den Netzbetreiber zu senden. Der Netzbetreiber bleibt jedoch zuständig für die Authentifizierung der Messstelle und die Sicherstellung deren Manipulationsfreiheit.

Die Datenlieferung bezieht sich auf die Messstelle, die im Normalfall die Übergabestelle zwischen dem Verteilnetz und dem Endverbraucher, Erzeuger oder Speicherbetreiber darstellt. Die Messstelle kann aus mehreren Messpunkten bestehen – sie ist die Summe aller notwendigen Messpunkte. Schliesslich können die Daten auch virtuell vom Endverbraucher, Erzeuger und Speicherbetreiber ermittelt werden.

Die Anpassungen von Art. 17a führen dazu, dass der bestehende Artikel 8 StromVV gestrichen werden kann.

Art. 17a^{bis}**Messentgelt und Messtarife**

~~(1) Für die Verrechnungsmessung erheben die Netzbetreiber von den Endverbrauchern, Elektrizitätserzeugern und Speicherbetreibern, die den Anbieter nicht frei wählen können, ein Messentgelt. Dieses ist je Messpunkt zu entrichten und darf die anrechenbaren Kosten nicht übersteigen.~~

~~(2) Zur Erhebung des Messentgelts legen die Netzbetreiber verursachergerechte Messtarife fest. Diese sind für ein Jahr fest und können je nach Messmittel und Art der Messdienstleistung unterschiedlich sein.~~

~~(3) Als anrechenbare Kosten gelten die Betriebs- und Kapitalkosten einer zuverlässigen und effizienten Verrechnungsmessung. Der Bundesrat legt die Grundlagen zu deren Berechnung fest.~~

Begründung:

Art. 17a^{bis} ist zu streichen, da die geplante Teilliberalisierung des Messwesens (und entsprechende Vorgaben für Messtarife) nicht unterstützt wird. Siehe Ausführungen zu Art. 17a.

Art. 17a^{ter}
Intelligente Messsysteme

~~(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.~~

~~(2) Der Bundesrat kann Vorgaben zur Einführung solcher intelligenten Messsysteme machen. Er berücksichtigt dabei internationale Normen und Empfehlungen anerkannter Fachorganisationen. Er kann die Netzbetreiber sowie die beauftragten Messstellenbetreiber und Messdienstleister dazu verpflichten, ab einem bestimmten Zeitpunkt bei allen Endverbrauchern, Erzeugern und Speichern oder bei gewissen Gruppen davon intelligente Messsysteme zu verwenden.~~

~~(3) Er kann unter Berücksichtigung der Bundesgesetzgebung über das Messwesen festlegen, welchen technischen Mindestanforderungen die intelligenten Messsysteme zu genügen haben und welche weiteren Eigenschaften, Ausstattungen und Funktionalitäten sie aufweisen müssen, insbesondere im Zusammenhang mit:~~

- ~~a. der Übermittlung von Messdaten;~~
- ~~b. der Unterstützung von Tarifsystemen;~~
- ~~c. der Unterstützung von weiteren Diensten und Anwendungen.~~

(1) Ein intelligentes Messsystem beim Endverbraucher, Erzeuger oder Speicher ist eine Messeinrichtung zur Erfassung elektrischer Energie, die dem Verwender Informationen zu seinem Energiebezug und seiner Energieeinspeisung in das öffentliche Netz zur Verfügung stellt, um Einsparmassnahmen zu treffen.

(2) Bei Endverbrauchern sowie bei direkt am Netz angeschlossenen Erzeugern und Speichern sind für die Ermittlung des Energieaustauschs mit dem Verteilnetz intelligente Messsysteme einzusetzen, die dem zum Zeitpunkt des Einbaus vorherrschenden Stand der Technik entsprechen und erfolgreich auf die Gewährleistung der Datensicherheit hin geprüft wurden. Der Bundesrat kann zur Datensicherheitsprüfung weitere Vorgaben machen.

(3) Der Einsatz von intelligenten Messsystemen erfolgt mit Ersatz oder Neuinstallation.

(4) Der Kunde kann den Einsatz einer intelligenten Messeinrichtung beim Netzbetreiber anmelden oder untersagen.

Begründung:

Art. 17a^{ter} streichen und neu formulieren: Der Smart-Meter-Rollout ist explizit auf Gesetzesstufe zu verankern. Nur so ist es möglich, die hohen volkswirtschaftlichen Kosten des eigentlichen Rollouts (ca. 1.5 Milliarden CHF), die Implikationen für die Datensicherung und die vorgeschlagene Teilliberalisierung des Messwesens gesamthaft zu beurteilen. Daneben wird der Tatsache Rechnung getragen, dass jeder Schweizer Verbraucher betroffen ist.

Mit der Festlegung der Visualisierung des Energieflusses auf Gesetzesebene wird der Nutzen für den Verwender des intelligenten Messsystems in den Vordergrund gerückt. Mit der Regelung, dass das intelligente Messsystem zum Zeitpunkt des Einbaus dem Stand der Technik entsprechen muss, werden technische Spezifikationen von Seiten des Gesetzgebers obsolet. Betreffend Datensicherheitsprüfung sollen die Regelungen der aktuellen StromVV beibehalten werden.

Dazu wird festgelegt, dass mit Ersatz, Neuinstallation oder auf Wunsch des Kunden ein intelligentes Messsystem eingesetzt werden muss, womit der Rollout zeitlich umrissen ist. Ob der Einsatz des intelligenten Messsystems durch den Verteilnetzbetreiber oder bei der Liberalisierung des Messwesens durch einen Dritten erfolgt, ist hier nicht weiter zu spezifizieren.

Mit der Neuformulierung von Art. 17a^{ter} StromVG ist der bestehende Art. 8a StromVV zu streichen: Hierdurch wird auch sichergestellt, dass jeweils ein intelligentes Messsystem zum Einsatz kommt, das dem aktuellen Stand der Technik entspricht.

Des Weiteren muss aufgrund der Neuformulierung von Art. 17a^{ter} auch der bestehende Art. 31e StromVV wie folgt angepasst werden: Abs. 1, 2 und 3 sind zu streichen.

Art. 17b^{bis}**Nutzung von Flexibilität**

(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.

(2) *streichen*

(3) *streichen*

(4) *streichen*

(5) *streichen*

Begründung:

Die BKW begrüsst grundsätzlich die gesetzliche Verankerung des Eigentumsrechts an der Flexibilität, das dem Flexibilitätsinhaber zugeordnet wird. Allerdings beinhalten die weiteren Regelungen übermässig detaillierte und teils einschränkende Vorgaben für Netzbetreiber, die zudem nicht notwendig sind. Daher sollen die Absätze zwei bis fünf gestrichen werden.

Netzbetreiber sind heute schon angehalten, das Netz effizient zu betreiben (Art. 8 StromVG). Zudem darf das Netz erst dann ausgebaut werden, wenn andere Massnahmen (Optimierung, Verstärkung) ein sicheres, leistungsfähiges und effizientes Netz nicht mehr gewährleisten (Art. 9b Abs. 2 StromVG gemäss Strategie Stromnetze). Mit diesen bestehenden Regelungen ist ein Einsatz von Flexibilität im Verteilnetz schon heute möglich – nämlich dann, wenn dieser effizient ist.

Zudem ergeben sich aus den Vorgaben Umsetzungsprobleme. Erstens erfolgt Netzausbau auf sehr lange Frist. Wenn man nun auf Netzausbau verzichtet und stattdessen Flexibilitäten einsetzt, dann müsste man diese Flexibilitäten genauso langfristig kontrahieren können bzw. die Sicherheit haben, dass an der entsprechenden Stelle im Netz immer genügend Flexibilität zur Verfügung steht. Dies dürfte in der Realität allerdings schwierig werden, denn lange Vertragslaufzeiten, die im Maximum mit der Lebenszeit eines Netzassets vergleichbar sind, dürften mit den Flexibilitätsanbietern kaum durchsetzbar sein. Somit müssten Netzbetreiber mehr oder weniger häufig neue Flexibilitäten in der gleichen Region oder

an den gleichen Netzknoten kontrahieren. Besonders in Netzregionen mit geringem Angebot an Flexibilität ist es aber wahrscheinlich, dass zeitweise keine (passende) Flexibilität zur Verfügung steht, wenn sie benötigt wird (z.B. lokale Engpässe auf niedrigen Spannungsebenen). Zweitens stellt sich die Frage der "angemessenen" Vergütung für die Nutzung von Flexibilität durch den Netzbetreiber: Diese dürfte maximal den Opportunitätskosten des Netzausbaus entsprechen (falls Vergütung und Opportunitätskosten gleich hoch sind, wäre ein Flexibilitätseinsatz im Vergleich zu Netzausbau nicht mehr effizienter). Jedoch ist es schwierig, diese Opportunitätskosten für die Lebensdauer des entsprechenden Netzabschnitts zu bestimmen, da allfällige Investitionskosten zu späteren Zeitpunkten kaum abschätzbar sind. Somit dürfte auch die maximale Vergütung für netzdienliche Flexibilitätsnutzung schwierig zu bestimmen sein. Bei einer Einführung von detaillierten Regulierungen zu netzdienlicher Flexibilitätsnutzung muss daher der Umgang mit diesen Umsetzungsproblemen geklärt werden.

Unbeschadet von vertraglichen Vereinbarungen zur Nutzung von Flexibilität durch Dritte bleibt das Eingriffsrecht des Netzbetreibers nach Art. 8 Abs. 1 Bst. a StromVG. Demgemäss darf der Netzbetreiber bei einer unmittelbaren erheblichen Gefährdung des Netzbetriebs die Flexibilität auch ohne Zustimmung des Flexibilitätsinhabers und ohne Vergütung steuern.

Art. 17b^{ter}

Datenaustausch und Informationsprozesse

~~(1) Die Netzbetreiber sowie die beauftragten Messstellenbetreiber und Messdienstleister stellen einander und den weiteren Beteiligten rechtzeitig und unentgeltlich alle Daten und Informationen zur Verfügung, die zur Durchführung der gesetzlich vorgesehenen Aufgaben und Prozesse nötig sind.~~

~~(4) Der Bundesrat kann den zeitlichen Ablauf und die Form der Übermittlung, das Datenformat sowie den näheren Inhalt der zur Verfügung zu stellenden Daten und Informationen regeln.~~

Begründung:

Streichung Abs. 1 und 4: Aufgrund der Neuformulierung des Art. 17a StromVG muss der Art. 17b^{ter} angepasst werden. Die Prozesse des Datenaustausches werden durch die Branche geregelt (siehe neuer Art. 17a Abs. 1 StromVG). Die Grundsätze für die Messung und die Prozesse werden in den bestehenden Branchendokumenten *Metering Code CH* und *SDAT CH* festgelegt und haben sich erfolgreich etabliert.

Art. 17c

Datenschutz und Datensicherheit

~~(3) Die intelligenten Mess-, Steuer- und Regelsysteme sowie die damit verbundenen Einrichtungen müssen besondere Anforderungen hinsichtlich der Datensicherheit erfüllen. Der Bundesrat legt diese Anforderungen fest und regelt das Verfahren zur Prüfung ihrer Einhaltung.~~

Begründung:

Anpassung Abs. 3: In der aktuellen Stromversorgungsverordnung (Stand per 1.1.2018) besteht bereits eine entsprechende Delegationsnorm an die Verteilnetzbetreiber und Hersteller (Verweis auf Art. 8b StromVV). Anlehnend an diese Delegationsnorm haben die Verteilnetzbetreiber und Hersteller eine entsprechende Richtlinie erlassen («Richtlinien für die Datensicherheit von intelligenten Messsystemen (RL-DSP)»). Darüber hinaus besteht kein weiterer Regelungsbedarf. Es gilt das Subsidiaritätsprinzip zu wahren.

**Art. 18
Nationale Netzgesellschaft**

~~(1) Werden Aktien der nationalen Netzgesellschaft veräussert, so haben an diesen Aktien in der folgenden Rangordnung ein Vorkaufsrecht:~~

- ~~a. die Kantone;~~
- ~~b. die Gemeinden;~~
- ~~c. die schweizerisch beherrschten Elektrizitätsversorgungsunternehmen mit Sitz in der Schweiz.~~

~~(4^{bis}) Der Bundesrat regelt die Einzelheiten zum Vorkaufsrecht. Er erlässt Vorschriften zur Bekanntmachung des Vorkaufsfalls und zum Verfahren einschliesslich der Fristen; insbesondere kann er festlegen:~~

- ~~a. dass bestimmte Fälle wie Käufe durch gewisse kantons- und gemeindenahen Einheiten oder unternehmensinterne Überträge nicht als Vorkaufsfall gelten;~~

~~(7) Die Mitglieder des Verwaltungsrates und der Geschäftsleitung dürfen nicht Organen juristischer Personen angehören, die Tätigkeiten in den Bereichen Elektrizitätserzeugung oder -handel ausüben, oder in einem Dienstleistungsverhältnis zu solchen juristischen Personen stehen.~~

Begründung:

Streichung Abs.1: Die Regelung betreffend Vorkaufsrechte – sowohl in der heutigen als auch in der beabsichtigten künftigen Fassung – soll die Sicherstellung der mehrheitlichen kantonalen oder kommunalen Beherrschung der Swissgrid und damit der öffentlichen Hand bezwecken. Mit der neu vorgesehenen Kaskadierung wird diesbezüglich keine zusätzliche Sicherheit geschaffen. Allerdings ist die Regelung kompliziert, aufwändig und fehleranfällig.

Soll der Zweck der mehrheitlichen öffentlichen Beherrschung auf Stufe Gesetz sichergestellt werden, so könnten auf Stufe StromVG die bereits – freiwillig – geschaffenen A- und B-Aktien verankert werden. Dabei sollen A-Aktien nur von solchen Personen gehalten werden können, die als mehrheitlich öffentlich (kantonal und kommunal sowie allenfalls eidgenössisch) beherrscht zu qualifizieren sind. Zusätzlich könnte im StromVG (Art. 18 Abs. 3) verankert werden, dass Pensionskassen des Bundes und der Kantone hinsichtlich das Halten von A-Aktien ebenfalls als mehrheitlich öffentlich beherrscht gelten, obwohl aufgrund der paritätischen Zusammensetzung der Leitungsgremien von Vornherein nicht von einer Beherrschung gesprochen werden kann.

Streichung Abs. 4bis Bst. a: Die Regelung, wonach der Bundesrat festlegen kann, dass Käufe durch gewisse kantons- und gemeindenahen Einheiten nicht als Vorkaufsfall gelten, beschränkt die heute bereits bestehenden gesetzlichen Vorkaufsrechte von Kantonen und Gemeinden. Die Bestimmung schafft zudem Rechtsunsicherheit und ihr mutet eine gewisse Willkürlichkeit an.

Entsprechend dem erläuternden Bericht wird hier insbesondere an Käufe durch schweizerische Pensionskassen gedacht, für welche der Bundesrat die Möglichkeit hätte Käufe als nicht dem Vorkaufsrecht unterliegend zu qualifizieren.

Die BKW begrüsst im aktuellen Marktumfeld eine erleichterte Beteiligungsmöglichkeit von Pensionskassen (der öffentlichen Hand). Die erleichterte Beteiligungsmöglichkeit soll indes nicht über die Ausnahme solcher Transaktionen von den gesetzlichen Vorkaufsrechten erfolgen, sondern in der Zuerkennung des Haltens von A-Aktien durch die Pensionskassen.

Streichung Abs. 7: Die heutige gesetzliche Regelung sieht eine Mehrheit des Verwaltungsrats durch unabhängige Vertreter vor. Darüber hinaus hat der Präsident des Verwaltungsrats unabhängig zu sein. Die neue Lösung bringt diesbezüglich keine zusätzliche Sicherheit für die Unabhängigkeit der Swissgrid. Hingegen besteht die Gefahr, dass wichtiges Branchen-Knowhow für den Betrieb eines TSO verloren geht.

Wenn die Befürchtung besteht, dass heutige Vertreter im Verwaltungsrat, welche zugleich Organen von juristischen Personen angehören, die Tätigkeiten in den Bereichen Elektrizitätserzeugung oder -handel ausüben, oder in einem Dienstleistungsverhältnis zu solchen juristischen Personen stehen, ihr Amt nicht im Sinne der Swissgrid ausüben, so kann diese Befürchtung nicht durch Vertreter einer tieferen Hierarchiestufe entkräftet werden.

Die Regelung ist insofern auch unnötig, weil bereits aus aktienrechtlicher Sicht gewährleistet ist, dass Vertreter im Verwaltungsrat keine von den Interessen der Gesellschaft abweichenden Interessen oder Interessen einseitig zu Gunsten der Netzbetreiber verfolgen dürfen.

Da die heute im Verwaltungsrat der Swissgrid vertretenen Unternehmen, welche in den Bereichen Elektrizitätserzeugung oder -handel tätig sind im Rahmen von Ausschreibungen auch Leistungen an die Swissgrid erbringen (Regelenergie), vermag auch die Einführung der Speicherreserve für den Winter einen solchen Eingriff in die Rechtsstellung der Aktionäre der Swissgrid nicht zu begründen. Die Vergangenheit hat denn auch zeigt, dass die heutige Regelung durch die Vertreter der Aktionäre in keiner Weise missbraucht wurde.

Art. 20 Abs. 2 Bst. b
Aufgaben der nationalen Netzgesellschaft

(2) 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.~~ Die zu diesem Zweck benötigten Kapazitäten sind ausschliesslich nach transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren bei Dritten zu beschaffen. Die nationale Netzgesellschaft ist nicht befugt, die benötigte Regelenergie aus eigenen Betriebsmitteln oder aus Betriebsmitteln zu erbringen, zu denen sie ein eigentumsähnliches Verhältnis oder ein Verhältnis gleicher Wirkung unterhält.

Begründung:

Bei Aufgaben und Rollen zwischen regulierten und nicht regulierten Bereichen muss eine klare Trennung eingehalten werden. Daher soll die Beschaffung von Regelenergie und anderen Systemdienstleistungen grundsätzlich nach marktorientierten, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren erfolgen. Eine Bereitstellung aus eigenen oder eigentumsähnlichen Betriebsmitteln ist unzulässig.

Gemäss der Formulierung im neuen Art. 20 Abs. 2 Bst. b StromVG wird jedoch implizit zugelassen, dass Swissgrid auch die benötigte Regelenergie selbst erbringen kann. Während im bisherigen Art. 20 Abs. 2 Bst. b StromVG noch geregelt wird, dass die Regelenergie nach transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren beschafft werden muss, fehlt diese Regelung im Entwurf zur Revision StromVG. Die Änderung im neuen Art. 20 Abs. 2 Bst. b StromVG widerspricht dem geltenden Gesetz. Die Hauptverantwortung der nationalen Netzgesellschaft liegt im Betrieb des Übertragungsnetzes. Sie ist zudem verpflichtet, sich von wettbewerblichen Bereichen zu entflechten. So darf Swissgrid gemäss Art. 18 Abs. 6 StromVG weder Tätigkeiten in den Bereichen Elektrizitätserzeugung, -verteilung oder -handel ausüben, noch Beteiligungen an Unternehmen besitzen, die in diesen Bereichen tätig sind.

Die Bereitstellung eigener Regelenergie durch Swissgrid würde zwangsläufig zu Wettbewerbsverzerrungen führen. Schliesslich würde Swissgrid gleichzeitig auf eine Beschaffung bei Dritten angewiesen bleiben. Bei dieser Beschaffung bestünde die Gefahr einer Diskriminierung, da Swissgrid Anreize hätte, eigene Anlagen zu bevorzugen. Zudem wäre es absehbar, dass Swissgrid ihre eigenen Kraftwerkskapazitäten auch im Spot- bzw. Intraday-Markt vermarkten würde. Denn häufig lassen sich Kraftwerke nicht vollständig im Kontext von SDL betreiben, so dass sie teilweise (und sinnvollerweise) auch im Spot- bzw. Intraday-Markt eingesetzt würden. Dadurch aber entstünde eine besonders kritische Vermischung der Rollen: Swissgrid würde nun – entgegen dem Sinn und Zweck der Entflechtungsanforderungen – explizit zum Marktakteur. Aufgrund des Monopolauftrags von Swissgrid beim Betrieb des Übertragungsnetzes entstünde inhärent die Gefahr von Wettbewerbsverzerrungen.

Ergänzende Bemerkung:

Im Erläuterungsbericht (Seite 36) wird ausserdem klargestellt, dass künftig Swissgrid die Möglichkeit erhält, Systemdienstleistungen regelzonenübergreifend gemeinsam mit ausländischen Übertragungsnetzbetreibern zu beschaffen. Die BKW befürwortet dies grundsätzlich, weist aber darauf hin, dass dies zwingend eine Reziprozität voraussetzen muss. Das heisst, die Angebote schweizerischer Kraftwerksbetreiber sind zwingend auch in den Ausschreibungen der ausländischen Übertragungsnetzbetreiber zu berücksichtigen. Andernfalls würde den Schweizer Kraftwerksbetreibern gegenüber den ausländischen Anbietern ein Wettbewerbsnachteil entstehen.

Art. 20a

Massnahmen bei Gefährdung des sicheren Übertragungsnetzbetriebs

(1) Bei Gefährdung des sicheren Betriebs des Übertragungsnetzes ist die nationale Netzgesellschaft verpflichtet, notwendige Massnahmen zur Beseitigung der Gefährdung zu ergreifen.

(2) Eine Gefährdung des sicheren Betriebs des Übertragungsnetzes liegt vor, wenn Netz- und Systemsicherheit bedroht sind:

- a) es liegen örtliche Ausfälle des Übertragungsnetzes oder kurzfristige Netzengpässe vor,
- b) Frequenz- und Spannungshaltung können nicht im erforderlichen Masse gewährleistet werden.

(3) Die nationale Netzgesellschaft vereinbart mit geeigneten Verteilnetzbetreibern, Elektrizitätserzeugern, Endverbrauchern und sonstigen direkt oder indirekt an ein Elektrizitätsnetz Angeschlossenen auf einheitliche Weise alle notwendigen Massnahmen, die sie zur Vermeidung oder Beseitigung einer Gefährdung des sicheren Betriebs

des Übertragungsnetzes trifft oder veranlasst. Die notwendigen Massnahmen werden auf Basis marktbezogener, vertraglicher Vereinbarungen getroffen. Das Abrufen notwendiger Massnahmen wird angemessen vergütet.

~~(4) Sie ordnet solche Massnahmen an, wenn eine unmittelbare und erhebliche Gefährdung besteht und eine Vereinbarung fehlt. Sie meldet diese Anordnungen anschliessend umgehend der ElCom.~~ Die nationale Netzgesellschaft ordnet Massnahmen nach Absatz 3 an, wenn eine unmittelbare und erhebliche Gefährdung des sicheren Betriebs des Übertragungsnetzes besteht.

(5) Reichen die Massnahmen nach Absatz 3 nicht aus, um die Gefährdung des Übertragungsnetzes zu beseitigen, so hat die nationale Netzgesellschaft das Recht und die Pflicht, sämtliche Stromflüsse (Ein- und Ausspeisung inkl. Transite) zwecks Gewährleistung des sicheren Betriebs des Übertragungsnetzes anzupassen oder diese Anpassung ausdrücklich zu verlangen.

(6) Werden Massnahmen nach Absatz 5 von der nationalen Netzgesellschaft veranlasst oder von dieser verlangt, ruhen bis zur Wiederherstellung des Betriebs des Übertragungsnetzes alle Leistungspflichten, auch die Haftung für Vermögensschäden wird ausgeschlossen.

(7) Die nationale Netzgesellschaft meldet Anordnungen anschliessend umgehend der ElCom. Die Begründung von vorgenommenen Massnahmen wird sowohl der ElCom als auch den unmittelbar Betroffenen mitgeteilt.

~~(8) Sie~~ Die nationale Netzgesellschaft trifft Ersatzmassnahmen, wenn Massnahmen nach Absatz 3 nicht wie vereinbart oder angeordnet ergriffen werden. Die durch Ersatzmassnahmen verursachten Mehrkosten tragen die Säumigen.

~~(9) 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:

Anpassung Art. 20a: 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.

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.

Abs. 2: Bisher ist auf Gesetzesstufe nicht definiert, was genau eine Gefährdung des sicheren und stabilen Betriebs des Übertragungsnetzes ausmacht. Für die Anwendbarkeit der Regelungen nach Art. 20a StromVG (Entwurf) ist solch eine Definition von grosser Bedeutung. So können sich Betroffene an den definierten Kriterien orientieren und den gesetzlichen Bestimmungen Folge leisten.

Abs. 3: Die Vereinbarungen nach Absatz 3 müssen nach marktorientierten, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren erfolgen.

Abs. 5: Der Fall, dass Massnahmen auf Basis vertraglicher Vereinbarungen nach Absatz 3 nicht zur Gewährleistung eines sicheren Elektrizitätsversorgungssystems ausreichen, ist im Gesetzentwurf unzureichend geregelt. Hierzu bedarf es jedoch einer klaren, expliziten Regelung. Schliesslich sind von derartigen Massnahmen nicht nur die Endverbraucher, Produzenten und Verteilnetzbetreiber betroffen, sondern auch Bilanzgruppenbetreiber und Elektrizitätstransite durch die Schweiz.

Abs. 6: Die Massnahmen nach Absatz 5 dienen als Letztmassnahmen zur Gewährleistung eines stabilen Netzbetriebs. Eine Anpassung von Systemflüssen gemäss Absatz 5 kann für die Betroffenen eine enorme Tragweite haben. Auf der Gesetzesstufe fehlt eine Regelung in Bezug auf Haftungsfragen für Schäden, die aufgrund solcher Massnahmen entstehen. Zweifellos birgt eine angeordnete Unterbrechung der Stromversorgung für Betroffene hohe wirtschaftliche Risiken. Daher muss der Gesetzgeber genügend Grundlagen für einen tatsächlichen Haftungsausschluss schaffen, so dass z.B. die Netzbetreiber, die die Massnahmen nach Absatz 5 anordnen oder umsetzen würden, keinen Haftungsrisiken ausgesetzt werden. Es muss auch vermieden werden, dass die unterbrochene Stromlieferung aufgrund der Massnahmen nach Absatz 5 zu Zahlungsverpflichtungen führt.

Die Schaffung einer ausdrücklichen gesetzlichen Regelung im StromVG, wonach bis zur Behebung der Gefährdung oder Störung im Übertragungsnetz alle Leistungspflichten ruhen und die Haftung für allfällige Vermögensschäden ausgeschlossen wird, ist essenziell. Der Haftungsausschluss soll sowohl für Leistungs- als auch für Gegenleistungspflichten für sämtliche rechtliche Beziehungen Betroffener gelten, so z.B. für Energielieferverträge, Netzanschluss- und Netznutzungsverträge, Bilanzierungs- und Einspeiseverhältnisse. Da die Leistungs- wie auch die Gegenleistungspflichten ruhen, können auch keine Schadenersatzansprüche abgeleitet werden.

Abs. 7: Nicht nur die Anordnungen sollen der ECom gemeldet werden, sondern auch die Begründung dafür. Des Weiteren soll die nationale Netzgesellschaft die Begründung für die Anordnungen den Betroffenen melden.

Abs. 9: Artikel 20a definiert Leitplanken für Massnahmen zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs durch die nationale Netzgesellschaft. Mit einer Gefährdung des sicheren Übertragungsnetzbetriebs ist gleichzeitig das gesamte System gefährdet. Kosten, die bei der Gewährleistung des sicheren Betriebs des Übertragungsnetzes anfallen, müssen daher zwingend anrechenbar sein.⁷ Jegliche Ausnahmeregelung bringt Rechtsunsicherheiten sowie unkalkulierbare wirtschaftliche Risiken mit sich. Weder seitens der ECom noch seitens des Bundesrats soll die Anrechenbarkeit der Kosten überprüft oder ex post angepasst werden.

Art. 22 Aufgaben der Elektrizitätskommission

(2) Sie hat, sowohl im Streitfall als auch von Amtes wegen, insbesondere folgende Aufgaben:

b. Sie überprüft die Tarife und Entgelte für die Netznutzung, ~~die Grundversorgung und die Verrechnungsmessung~~. Vorbehalten bleiben Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen. Sie

⁷ Die Verteilnetzbetreiber stellen die Kosten, die ihnen im Zusammenhang mit Massnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit des Übertragungsnetzes gemäss Art. 20a StromVG entstehen, der nationalen Netzgesellschaft in Rechnung.

kann die Absenkung von Tarifen für die Netznutzung verfügen oder deren Erhöhung untersagen.

c. Sie entscheidet über die Abänderung missbräuchlicher Bedingungen in der Ersatzversorgung.

d. Im Bereich der netzdienlichen Flexibilität trifft sie Entscheide über:
1. die garantierten Nutzungen und den Schutz der Flexibilitätsinhaber,
2. die Anpassung missbräuchlicher Vergütungen.

Begründung:

In der Grundversorgung soll es keine Regulierung der Preise geben. Aus diesem Grund entfällt die Kompetenz der ECom, die Preise in der Grundversorgung zu überprüfen und allfällige Anpassungen zu verordnen. Auch die geplante Teilliberalisierung des Messwesens und entsprechende Vorgaben für Messtarife werden nicht unterstützt. Siehe Ausführungen zu Art. 6 und zu Art. 17a StromVG.

Streichen Abs. 2 Buchst. d: Da die im Art. 17b^{bis} enthaltenen Bestimmungen zu Flexibilität gestrichen wurden, entfällt auch diese sich darauf beziehende Kompetenz der ECom.

Art. 22a

Veröffentlichung von Qualitäts- und Effizienzvergleichen

(1) Die ECom 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. Sie veröffentlicht die Ergebnisse **und die zugehörigen Daten**, bezogen auf einzelne Verteilnetzbetreiber oder Gruppen von Verteilnetzbetreibern, mittels einer vergleichenden Darstellung.

(2) Die ECom stellt insbesondere in den folgenden Bereichen Vergleiche an:

- a. Versorgungsqualität;
- b. Netznutzungstarife und anrechenbare Netzkosten;
- c. ~~Elektrizitätstarife der Grundversorgung;~~
- d. Qualität der Dienstleistungen in der Grundversorgung und im Netzbereich;
- e. ~~Investitionen in intelligente Netze;~~
- f. ~~Verrechnungsmessung, sofern diesbezüglich kein Wahlrecht besteht;~~
- g. Wahrnehmung von Veröffentlichungs- und Bekanntgabepflichten

2^{bis} Die ECom stellt den Netzbetreibern die Vergleiche und die dazugehörenden Daten vor Veröffentlichung zur Konsultation zur Verfügung.

(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.~~

Begründung:

Anpassung Abs. 1: Mit der Publikation der Daten können die Ergebnisse des Vergleichs durch die ECom transparent nachvollzogen werden.

Anpassung Abs. 2: Für die Vergleiche von Abs. 2 Bst. a. und b ist daher sicherzustellen, dass alle Netzbetreiber gleichbehandelt werden und alle die gleichen Daten zu liefern haben.

Konkret bedeutet dies für Buchstabe b: Es sollen keine Einzelvergleiche vorgenommen werden, sondern eine Gesamtkostenbetrachtung. Einzelvergleiche setzen falsche Anreize bei der Kostenzuteilung. So würden einzelne Kostenarten und Kennzahlen optimiert werden, anstelle einer Optimierung der Gesamtkosten. Das heisst, dass alle Verteilnetzbetreiber gleich in die Sunshine-Regulierung miteinzubeziehen sind.

Streichen von Buchstabe c: Die Regulierung der Elektrizitätspreise in der Grundversorgung wird abgelehnt (siehe Ausführungen zu Art. 6 StromVG), weshalb auch Vergleiche durch den Regulator obsolet sind. Am Markt werden sich ausreichend Plattformen bilden, die Preisvergleiche darstellen.

Streichen von Buchstabe e: Es ist keine klare Abgrenzung möglich, was unter «Intelligentem Netz» verstanden wird. Insbesondere sind – anders als im Erläuternden Bericht ausgeführt – Investitionen in intelligente Netze aktivierbar (Art. 15 StromVG), was einen Vergleich schwierig bzw. unmöglich macht. Zudem setzt der Indikator falsche Investitionsanreize – er erhöht das Risiko von Investitionen in «unnötige» intelligente Netze. Es sollen nur effiziente Investitionen getätigt werden, unabhängig davon, ob dabei in «intelligente» oder «nicht-intelligente» Netze investiert wird. Des Weiteren stellt sich die Frage, wie mit bereits getätigten Investitionen in intelligente Netze umgegangen wird. Eine Vernachlässigung dieser würde Netzbetreiber bestrafen, die bereits solche Investitionen getätigt haben.

Streichen von Buchstabe f: Die geplante Teilliberalisierung des Messwesens (und entsprechende Vorgaben für Messtarife) wird nicht unterstützt (siehe Ausführungen zu Art. 17a StromVG).

Antrag für neuen Art. 22a Abs. 2^{bis}: Die Netzbetreiber sollten vor Veröffentlichung der Vergleiche genügend Zeit erhalten, um diese nachzurechnen. Dadurch können mögliche Fehler und Möglichkeiten der Fehlinterpretation vermieden werden.

Anpassung Abs. 3: Der Artikel ist sehr offen formuliert und lässt grossen Interpretationsspielraum zu. Wie soll u.a. der Effizienzvergleich anhand der Vergleiche durchgeführt werden? Wie gross muss die Effizienzsteigerung sein? Gründe für eine Effizienzsteigerung bzw. -senkung können sehr unterschiedlich sein und müssen im Einzelfall evaluiert werden. Daher ist es deutlich zu kurz gegriffen, wenn allein aufgrund eines solchen Vergleiches eine neue Regulierungsform und damit ein Paradigmenwechsel in der Netzregulierung eingeführt werden kann. Sollte der Bundesrat eine Anreizregulierung anstreben, kann dies auch ohne diesen Gesetzesartikel umgesetzt werden.

Art. 29 Abs. 1 Bst. e^{bis} Strafbestimmungen

~~(1) e^{bis} Mess- oder Personendaten aus dem Messstellenbetrieb oder der Messdienstleistungen nicht richtig bearbeitet, insbesondere nicht richtig weitergibt (Art. 17^{bter} Abs. 1).~~

Begründung:

Abs. 1 Bst. e^{bis} soll gestrichen werden, da die geplante Teilliberalisierung des Messwesens nicht unterstützt wird. Siehe Ausführungen zu Art. 17a.

Art. 34 Referendum und Inkrafttreten

~~(3) nicht aufheben, sondern:~~

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

Begründung:

Durch die vollständige Marktöffnung wird eine erheblich grössere Zahl von Kunden ihren Anbieter wechseln (Lieferantenwechsel) als dies heute der Fall ist. Um die damit verbundenen Lieferantenwechsel-, Datenaustausch- und Verrechnungsprozesse weiterhin korrekt und fristgerecht abwickeln zu können, benötigt es Standardisierungen und Automatisierungen. Hierfür müssen zunächst Branchenlösungen erarbeitet werden, auf deren Basis IT-Lösungen entwickelt und implementiert sowie deren Anwender geschult werden müssen.

Um diese Standardisierungen und Automatisierungen implementieren zu können, müssen die gesetzlichen Bestimmungen zum Start der vollständigen Marktöffnung vorgängig vorliegen. Die Ausarbeitung der Detailvorgaben, die Schweiz-spezifische Entwicklung der IT-Lösungen sowie die Aufrüstung der Systeme für die automatische Abwicklung der Prozesse dürften mindestens 24 Monate in Anspruch nehmen.

3 Anpassungen in Energiegesetz und Energieverordnung mit Begründung

Die vorgeschlagenen Anpassungen im StromVG machen gleichzeitig Änderungen im Energiegesetz sowie der Energieverordnung und der Energieförderverordnung nötig.

Art. 15 Energiegesetz (EnG) Abnahme- und Vergütungspflicht

(1) ~~Die Bilanzgruppe erneuerbare Energien hat schweizweit~~ Netzbetreiber haben in ihrem Netzgebiet abzunehmen und angemessen zu vergüten:

- a. die ~~ihr ihnen~~ angebotene Elektrizität aus erneuerbaren Energien und aus fossil und teilweise fossil befeuerten Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen;
- b. das ~~ihr ihnen~~ angebotene Biogas.

(3) ~~Die Vergütung erfolgt auf Basis des Referenzmarktpreises gemäss Art. 15 EnFV. Können sich Netzbetreiber und Produzent über die Vergütung nicht einigen, so gilt für diese Folgendes:~~

- ~~a. Bei Elektrizität aus erneuerbaren Energien richtet sie sich nach den vermiedenen Kosten des Netzbetreibers für die Beschaffung gleichwertiger Elektrizität.~~
- ~~b. Für Elektrizität aus fossil und teilweise fossil befeuerten Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen richtet sie sich nach dem Marktpreis im Zeitpunkt der Einspeisung.~~
- ~~c. Bei Biogas orientiert sie sich am Preis, den der Netzbetreiber für den Kauf bei einem Dritten zu bezahlen hätte.~~

Art. 12 Energieverordnung (EnV) Vergütung

Streichen

**Art. 27 Energieförderverordnung (EnFV)
Pflichten der Bilanzgruppe für erneuerbare Energien und der Netzbetreiber**

(2) Die ~~Netzbetreiber~~ Bilanzgruppe erneuerbare Energien ~~nehmen~~ nimmt die Elektrizität von den Betreibern ab, die zum Referenz-Marktpreis in ihr Netz einspeisen und über keine Lastgangmessung und kein intelligentes Messsystem verfügen. Sie ~~vergüten~~ vergütet der Vollzugsstelle für die abgenommene Elektrizität den Referenz-Marktpreis.

Begründung:

Im Zuge der vollständigen Marktöffnung soll der Grundversorgungsauftrag und damit sämtliche Pflichten der Energielieferung an Endkunden vom Netzbetreiber auf einen Energielieferanten übertragen werden. Dadurch haben Netzbetreiber in der Regel, d.h. vor allem, wenn sie kein integriertes EVU sind, keine Energiekunden mehr. Aus diesem Grund müssen auch die Abnahme- und Vergütungspflicht nach Art. 15 EnG sowie die Abnahme von Strom aus Anlagen, die im Einspeisevergütungssystem bzw. der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) sind (Art. 27 Abs. 2 EnFV) und weder über Lastgangmessung noch über einen Smart Meter verfügen, einer anderen Stelle übertragen werden.

Diese Aufgabe soll künftig von einer unabhängigen zentralen Stelle übernommen werden, die den Strom nach Art. 15 EnG und nach Art. 27 Abs. 2 EnFV schweizweit abnimmt und den Anlagenbetreibern zu vierteljährlich errechneten Referenzmarktpreisen vergütet. Dafür eignet sich besonders die Bilanzgruppe erneuerbare Energien, denn diese nimmt diese Aufgabe schon heute schweizweit für Anlagen im Einspeisevergütungssystem bzw. der KEV, die über eine Lastgangmessung bzw. einen Smart Meter verfügen, wahr. Die Vergütung soll dabei genau den Referenzmarktpreisen entsprechen, die Erzeugungsanlagen im Einspeisevergütungssystem erhalten, die den produzierten Strom nicht direkt vermarkten.

Die Bilanzgruppe erneuerbare Energien soll den so abgenommenen Strom bestmöglich veräußern, um die Kosten der Vergütungen des Referenzmarktpreises an die Anlagenbetreiber möglichst zu decken. Die Veräußerung an Kurzfristmärkten (z.B. Day-ahead, Intraday) basiert auf Einspeiseprognosen der Anlagen. Für die Erstellung der Prognosen werden möglichst zeitnahe Messdaten der Einspeisung der Produktionsanlagen benötigt. Für Anlagen mit Lastgangzähler bzw. Smart Meter sind solche Messdaten zeitnah verfügbar. Für Anlagen, die weder über Lastgangmessung noch über Smart Meter verfügen, fehlen solche zeitnahen Daten. Die Einspeisung des in diesen Anlagen produzierten Stroms soll daher mittels Standarderzeugungsprofilen prognostiziert und vermarktet werden, analog der heutigen Praxis bei der Abnahme- und Vergütungspflicht.

Diese schweizweit einheitliche Regelung der Abnahme- und Vergütungspflicht hätte im Vergleich zum heutigen System entscheidende Vorteile. Erstens wäre sie fair für die betroffenen Stromerzeuger, denn damit würden alle Erzeugungsanlagen mit gleichen Eigenschaften auch die gleiche Vergütung erhalten. Diese wäre dann nicht länger abhängig vom jeweiligen Netzbetreiber, in dessen Netzgebiet sich die Anlage befindet. Zweitens wäre sie deutlich effizienter: Nur noch eine einzige Stelle in der Schweiz muss sich mit der Abnahme und Vergütung von dezentral erzeugtem Strom befassen und nicht mehr sämtliche Netzbetreiber. Daraus resultieren Ressourceneinsparungen und Skaleneffekte bei der Abwicklung. Bspw. dürften die Referenzlastgänge genauer bestimmbar sein, wenn mehr Anlagen einer Technologie und deren Lastgänge dafür verwendet werden.