



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Revision des Stromversorgungsgesetzes (volle Strommarkt- öffnung, Speicherreserve und Modernisierung der Netzre- gulierung)

Erläuternder Bericht zur Vernehmlassungsvorlage

Oktober 2018

Übersicht

Die Entwicklung der europäischen Strommärkte, die vom Parlament bereits beschlossene, aber noch nicht umgesetzte vollständige Öffnung des Schweizer Strommarktes sowie Regulierungsdefizite vor allem im Netzbereich geben Anlass zu Anpassungen des Stromversorgungsgesetzes.

Ausgangslage

Die Entwicklung der europäischen Strommärkte hat starke Auswirkungen auf Schweizer Strom-Geschäftsmodelle und somit potenziell auch auf die Versorgungssicherheit der Schweiz. In den kommenden Jahren wird es zudem zu einem erheblichen Netzausbau – vor allem in den Verteilnetzen – kommen. Um diesen möglichst kosteneffizient umzusetzen, sind Anpassungen in der Netzregulierung erforderlich. Auch besteht an verschiedenen Stellen in der Netzregulierung ein Optimierungsbedarf. Vor diesem Hintergrund hat der Bundesrat den gesetzlichen Rahmen des Stromversorgungsgesetzes überprüft. Im Weiteren ist der gemäss Gesetz vorgesehene zweite Marktöffnungsschritt weiterhin ausstehend.

Inhalt der Vorlage

Mit der Vorlage soll der Schweizer Strommarkt vollständig geöffnet werden. Die Verzerrungen der Teilmarktöffnung, welche zu erheblichen Ungleichbehandlungen sowohl bei den Endverbrauchern als auch bei den Produzenten geführt haben, werden dadurch korrigiert. Die vollständige Marktöffnung unterstützt die Energiestrategie 2050, indem sie Produktinnovationen fördert und neue Geschäftsmodelle ermöglicht. Mittelfristig ist eine volle Marktöffnung hinsichtlich der versorgungswirtschaftlichen Integration in den europäischen Strommarkt ein unverzichtbares Element. Es wird weiterhin eine Grundversorgung gewährleistet, welche kleine Endverbraucher angemessen vor Preissmissbrauch schützt. Grundversorger sollen als Standardprodukt ein Angebot mit Strom aus Kraftwerken in der Schweiz anbieten müssen, welches einen Mindestanteil aus erneuerbaren Energien aufweist. Der Bundesrat erfüllt damit den Auftrag gemäss Artikel 30 Absatz 5 des Energiegesetzes, wonach er dem Parlament bis 2019 ein marktnahes Modell zur Unterstützung der Grosswasserkraft vorlegen muss.

Was die Versorgungssicherheit betrifft, beantragt der Bundesrat in Ergänzung zur bestehenden marktbasierter Versorgung die Einführung einer Speicherreserve. Zwar kann gemäss Untersuchungen der Systemsicherheit von einer bis mindestens zum Jahr 2035 gesicherten Versorgungssicherheit ausgegangen werden, jedoch sollte für unerwartete Situationen als zusätzliche Absicherung (im Sinne eines volkswirtschaftlich angemessenen Versicherungsansatzes) Energie vorgehalten werden. Kernmechanismus des Schweizer Strommarktes bleibt damit der sogenannte Energy-Only-Markt, in welchem durch die Vergütung von produzierter Energie (und nicht etwa Kapazität) sowohl langfristige Investitionen in Kraftwerke als auch der kurzfristige Abgleich von Angebot und Nachfrage koordiniert werden.

Im Netzbereich sollen die Netzbetreiber grössere Möglichkeiten erhalten, leistungs-basierte Tarife zu setzen. Diese entsprechen dem Verursacherprinzip besser. Dabei werden die Ziele der Energiestrategie 2050 mitbeachtet, indem durch einen Mindest-arbeitsanteil von im Regelfall 50 Prozent die grundsätzliche Profitabilität von Eigen-verbrauchslösungen erhalten wird. Zur Stärkung der Transparenz bei den Verteilnet-zen soll eine umfassende Veröffentlichung von vergleichenden Darstellungen durch die Eidgenössische Elektrizitätskommission gesetzlich abgesichert werden. Im Weite-ren soll die Nutzung der Flexibilität von Endverbrauchern, Speicherbetreibern und Erzeugern gesetzlich geregelt werden. Diese Akteure sollen ihre Flexibilität grund-sätzlich frei anbieten können. Netzbetreiber sollen die Flexibilität beim Netzausbau berücksichtigen, damit die Netze nicht übermässig und somit zu teuer ausgebaut wer-den. Dafür erhalten sie limitierte Zugriffsrechte auf die Produktion und den Strom-verbrauch. Im Messwesen werden die Wahlfreiheiten gesetzlich geregelt: Grössere Endverbraucher und die Betreiber grösserer Elektrizitätserzeugungsanlagen können den Anbieter der Messdienstleistungen und des Messstellenbetriebs frei wählen. Im Übrigen bleiben die Netzbetreiber für die Verrechnungsmessung (Messstellenbetrieb und Messdienstleistungen) zuständig.

Zudem sind weitere (vorwiegend netzbezogene) Massnahmen von geringerer Trag-weite vorgesehen.

Inhaltsverzeichnis

Übersicht	2
1 Grundzüge der Vorlage	6
1.1 Ausgangslage	6
1.1.1 Zentrale Regelungen des Stromversorgungsgesetzes und Regulierungsentwicklung	6
1.1.2 Versorgungssicherheit	6
1.1.2.1 Systemsicht	7
1.1.2.2 Netzsicht	8
1.1.3 Bewertung der Versorgungssicherheit	9
1.1.4 Wettbewerbsentwicklungen	10
1.1.4.1 Eigentumsstrukturen	10
1.1.4.2 Entwicklungen Regelenergie	10
1.1.4.3 Strombeschaffung und Entwicklung Grosshandelsmarkt	11
1.1.4.4 Exkurs zur wirtschaftlichen Lage der EVU und der Schweizer Wasserkraft	13
1.1.4.5 Vertragswechsel im freien Markt	18
1.1.4.6 Internationaler Preisvergleich	19
1.1.5 Netzthemen	21
1.1.5.1 Netzinvestitionen	21
1.1.5.2 Netzentgelte	22
1.1.5.3 Die Rolle von Flexibilitäten	23
1.1.5.4 Messwesen	23
1.1.6 Bewertung der Marktentwicklung und der Wettbewerbssituation unter der Teilmarktöffnung	24
1.1.7 Stromabkommen zwischen der Schweiz und der EU	25
1.2 Ziele der Revision	25
1.3 Die beantragte Neuregelung	27
1.3.1 Vollständige Marktöffnung	27
1.3.2 Speicherreserve	29
1.3.3 Stärkung der Verursachergerechtigkeit der Netznutzungstarifizierung	32
1.3.4 Sunshine-Regulierung	33
1.3.5 Flexibilitäten	34
1.3.6 Verbesserungen bei den Systemdienstleistungen	36
1.3.7 Abbau bestehender Ungleichbehandlungen im Inland	36
1.3.8 Wahlfreiheiten im Messwesen	37
1.3.9 Massnahmen zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs	37
1.3.10 Sicherstellung der schweizerischen Beherrschung bei der Swissgrid	38
1.3.11 ElCom	39
1.3.12 Datenaustausch und Informationsprozesse	40

1.3.13	Datenweitergabe	41
1.3.14	Datensicherheit im Smart-Grid	41
1.3.15	Wassertausch mit Bahnunternehmen	42
1.4	Begründung und Bewertung der vorgeschlagenen Lösung	43
1.5	Abstimmungen Aufgaben und Finanzen	46
1.6	Rechtsvergleich, insbesondere mit dem europäischen Recht	46
1.7	Umsetzung und Evaluation	50
1.8	Erledigung parlamentarischer Vorstösse	51
2	Erläuterungen zu einzelnen Artikeln	52
3	Auswirkungen	85
3.1	Finanzielle und personelle Auswirkungen auf den Bund	85
3.2	Auswirkungen auf Kantone und Gemeinden	85
3.3	Auswirkungen auf die Volkswirtschaft	85
3.3.1	Abschätzungen zu den wirtschaftlich bedeutsamsten Massnahmen	86
3.3.2	Auswirkungen auf die Beschäftigung und Verteilungseffekte	90
3.3.3	Auswirkungen auf die Branchen	91
3.4	Auswirkungen auf die Gesellschaft und Umwelt	93
4	Verhältnis zur Legislaturplanung und zu nationalen Strategien des Bundesrates	93
4.1	Verhältnis zur Legislaturplanung	93
4.2	Verhältnis zu nationalen Strategien des Bundesrates	93
5	Rechtliche Aspekte	95
5.1	Verfassungsmässigkeit	95
5.1.1	Rechtsgrundlagen	95
5.1.2	Vereinbarkeit mit Grundrechten	95
5.1.3	Verhältnis zu kantonalem Recht	96
5.2	Vereinbarkeit mit internationalen Verpflichtungen der Schweiz	97
5.3	Erlassform	98
5.4	Unterstellung unter die Ausgabenbremse	98
5.5	Einhaltung der Grundsätze der Subventionsgesetzgebung	98
5.6	Delegation von Rechtsetzungsbefugnissen	98
5.7	Datenschutz	98

Erläuternder Bericht

1 Grundzüge der Vorlage

1.1 Ausgangslage

1.1.1 Zentrale Regelungen des Stromversorgungsgesetzes und Regulierungsentwicklung

Das Stromversorgungsgesetz vom 23. März 2007¹ (StromVG) soll die Voraussetzungen für eine sichere Elektrizitätsversorgung sowie für einen wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarkt schaffen und umfasst die allgemeine Landesversorgung mit einem 50-Hz-Wechselstromnetz. Dabei gilt ein Subsidiaritäts- und Kooperationsprinzip. Das Gesetz regelt den Grad der Strommarktöffnung und die Konditionen der Grundversorgung. Des Weiteren definiert es die Aufgaben der Netzbetreiber, die Massnahmen bei einer Gefährdung der Versorgung sowie die konkreten Regeln der Netznutzung. Zudem legt das StromVG die Aufgaben für die nationale Netzgesellschaft (Swissgrid) und die Organisation und Aufgaben des Regulators, der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (ElCom), fest.

Relevante Anpassungen hat das StromVG im Zusammenhang mit dem neuen Energiegesetz vom 30. September 2016² (EnG) und mit dem Bundesgesetz vom 15. Dezember 2017 über den Um- und Ausbau der Stromnetze³ (Strategie Stromnetze) erfahren. Die Anpassungen durch das EnG betreffen die Einführung von intelligenten Messsystemen sowie den Einsatz von intelligenten Steuer- und Regelsystemen. Die Strategie Stromnetze schafft verbesserte gesetzliche Rahmenbedingungen für die Netzentwicklung (vgl. dazu Kap. 1.1.3).

Die zentralen Regulierungsentwicklungen unter dem StromVG und der Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008⁴ (StromVV) stellt die ElCom regelmässig in ihren Tätigkeitsberichten⁵ und im Bericht zur Versorgungssicherheit der Schweiz⁶ dar. Nachfolgend sind die wichtigsten Entwicklungen im Rahmen der Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit unter dem StromVG beschrieben. Mit diesen Ausführungen erfüllt das Bundesamt für Energie (BFE) seine Pflicht zur regelmässigen Berichterstattung gemäss Artikel 27 Absatz 3 StromVV.

1.1.2 Versorgungssicherheit

Belastbare Aussagen über die erreichbare Versorgungssicherheit sind nur möglich, wenn das *Gesamtsystem* der Versorgung – inklusive Netz und Austausch mit dem

1 SR 734.7

2 SR 730.0

3 BBl 2017 7909

4 SR 734.71

5 www.elcom.admin.ch > Dokumentation > Tätigkeitsberichte

6 www.elcom.admin.ch > Dokumentation > Berichte und Studien

Ausland – über eine Vielzahl an Ausfallszenarien berücksichtigt wird und dabei geeignete Methoden eingesetzt werden, welche sich auf politisch abgestimmte Szenarien stützen (und dabei umfassend mögliche Wetterextreme berücksichtigen).

1.1.2.1 Systemsicht

Der Schweizer Kraftwerkpark weist einen hohen Anteil an Spitzenlastkraftwerken auf. Die installierte Leistung (ca. 20 GW) übersteigt die maximale Last (ca. 11 GW) bei Weitem. Bezogen auf die Verfügbarkeit von Energie ist zu beachten, dass ein Grossteil der installierten Leistung aus Wasserkraftwerken stammt. Die Leistung ist nur nutzbar, wenn die notwendige Primärenergie zur Verfügung steht. In den Sommermonaten wird Strom netto exportiert und in den Wintermonaten Strom netto importiert. Die Schweiz verfügt zudem über ausreichend grosse Netzkapazitäten an den Grenzen, die in den nächsten Jahren weiter erhöht werden. Die Versorgung kann allerdings durch Netzengpässe innerhalb der Schweiz behindert werden, wie es z.B. im Winter 2015/16 der Fall war. Die Betrachtung dieser einzelnen Aspekte ergibt gewisse Hinweise, jedoch noch keine belastbaren Aussagen betreffend das Niveau der Schweizer Stromversorgungssicherheit. Stattdessen ist eine Beurteilung aus einer Systemsicht, d.h. unter Berücksichtigung von Netz, Erzeugung, Nachfrage und den Rahmenbedingungen des europäischen Strommarktes, notwendig.

Das BFE hat die Stromversorgungssicherheit der Schweiz aus einer Systemsicht untersuchen lassen (sogenannte System-Adequacy-Analyse).⁷ Hierfür wurde eine hohe Bandbreite an möglichen Marktentwicklungen sowie Extremsituationen herangezogen (26 unterschiedliche Szenarien des Kraftwerksparks und der Nachfrage sowie teilweise bis zu 180 Wetterszenarien, die auch Wetterextreme miteinbeziehen). Zur Beurteilung der Versorgungssicherheit wurden Indikatoren verwendet, welche die im System verfügbare Erzeugungskapazität, die Häufigkeit von Lastverlusten und die entsprechende nicht gelieferte Energie betrachten. Die gleichzeitige Betrachtung dieser Indikatoren ermöglicht es, Aussagen über das Ausmass (Anzahl Stunden und Energiemengen) sowie die Gründe für eventuelle Lastverluste (vorhandene Erzeugungsreserven) zu machen.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Versorgungssicherheit als unkritisch einzustufen ist, solange die Schweiz im europäischen Strommarkt integriert ist. Bis zum Jahr 2035 gibt es kein signifikantes Versorgungssicherheitsproblem in der Schweiz. Bis einschliesslich 2025 treten keinerlei Lastverluste, für 2030 praktisch keine und 2035 mit bis maximal einer Woche moderate Lastverluste in der Schweiz auf. Lastverluste in diesem Ausmass stellen noch kein Problem dar, sie können durch operative Massnahmen der Swissgrid aufgefangen werden. Die maximale Kapazitätsauslastung im Schweizer System wird im Winter erreicht. In den Wintermonaten sind nach Deckung der Last weiterhin nicht eingesetzte Erzeugungskapazitäten vorhanden. In den untersuchten Modellen wurden zudem diverse Extremszenarien simuliert. So wurden z.B. grosse Ausserbetriebnahmen je in den Nachbarländern und in der Schweiz sowie

⁷ Forschungsstelle Energienetze ETHZ / Forschungsstelle Nachhaltige Energie und Wasserversorgung Universität Basel (2017), Modellierung der System Adequacy in der Schweiz im Bereich Strom, Zürich / Basel.

Kombinationen davon betrachtet. Selbst bei diesen treten in den wenigsten Fällen signifikante Lastverluste auf. Die geringfügigen Ereignisse sind weiterhin hauptsächlich netzbedingt und können durch geeignete, nicht im Modell abgebildete Massnahmen bewältigt werden (betriebliche Massnahmen der Swissgrid).

Diese Einschätzung wird durch einen aktuellen Bericht der Übertragungsnetzbetreiber des Pentilateralen Energieforums gestützt.⁸ Untersucht wird darin die mittelfristige (d.h. für 2023/24) Stromversorgungssicherheit für die Region Zentral-West-Europa (Deutschland, Frankreich, Belgien, Niederlande, Luxemburg, Österreich und Schweiz). In den erwähnten Zeiträumen zeigten sich auch für besonders anspruchsvolle Szenarien keine nennenswerten Probleme bei der Versorgung, insbesondere für die Schweiz und Österreich.

Eine aktuelle Studie der ElCom zur Versorgungssicherheit bis zum Jahre 2025 zeigt ebenfalls, dass es in der Schweiz in einem wahrscheinlichen Szenario keine Versorgungssicherheitsprobleme gibt.⁹ Dabei geht sie zusätzlich von einem eingeschränkten Grad der Marktintegration aus (reduzierte NTC¹⁰-Werte, d.h. verringerte Übertragungsnetzkapazitäten). Allein wenn in zwei Extremszenarien alle Kernkraftwerke in der Schweiz ausfallen bzw. zusätzlich noch das Wasserkraftwerk Grande Dixence ausfällt und der Kohleausstieg in Deutschland und Italien ohne Gegenmassnahmen forciert und die Erzeugung von Strom aus den französischen Kernkraftwerken erheblich reduziert wird, können sich Gefährdungen ergeben. Die ElCom schätzt die Eintretenswahrscheinlichkeit für diese Szenarien als gering ein.

1.1.2.2 Netzsicht

Qualität der Energieverteilung

Die Versorgungsverfügbarkeit im Verteilnetzbereich wird von der ElCom als sehr gut beurteilt, auch im internationalen Vergleich. Die durchschnittliche Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher (SAIDI¹¹) liegt bei 19 bis 34 Minuten pro Jahr. Im Jahr 2017 lag sie bei 21 Minuten (davon 10 Minuten ungeplant). Dieser Wert liegt deutlich unter jenen der Nachbarstaaten.¹²

Systemführung

Die Beobachtungsgrössen im Bereich der Systemführung sind in den letzten Jahren stabil oder haben sich leicht positiv entwickelt. Es wird allerdings erwartet, dass sich

⁸ Pentilateral Energy Forum Support Group 2 (2018), Generation Adequacy Assessment.

⁹ ElCom (2018), System Adequacy 2025, Studie zur Versorgungssicherheit der Schweiz im Jahr 2025.

¹⁰ Net transfer capacity

¹¹ System Average Interruption Duration Index (international anerkannte Beobachtungsgrösse, um die Zuverlässigkeit der Stromversorgung in einem Land messen zu können)

¹² ElCom (2018), Stromversorgungssicherheit in der Schweiz, S. 20.

die Anforderungen an den Systembetrieb mit zunehmenden dezentralen Erzeugungskapazitäten erhöhen. Zudem identifiziert die EICom in der Ausweitung der flussbasierten Marktkopplung in der EU ohne Berücksichtigung der Schweiz einen Stressfaktor für die Systemführung, der sich auch in einer zunehmenden Anzahl von Massnahmen zur Engpassbeseitigung (Redispatchmassnahmen) niederschlägt¹³.

Angespannt ist hingegen die Netzentwicklung. Im Übertragungsnetz treten vor allem im Winter mancherorts Engpässe auf. Mit dem «Strategischen Netz 2025» identifizierte die Swissgrid die erforderlichen Netzprojekte, die für die Umsetzung der Energiestrategie 2050 relevant sind. Aufgrund der Erkenntnisse des Winters 2015/2016 wurden seitens Swissgrid Ausbauvorhaben neu priorisiert.¹⁴

1.1.3 Bewertung der Versorgungssicherheit

Mit dem neuen EnG hat das Parlament bereits Massnahmen zur Stärkung der Stromproduktion in der Schweiz getroffen. So haben Betreiber von Grosswasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW Anspruch auf eine Marktprämie von maximal 1 Rp./kWh, sofern sie die Elektrizität aus diesen Anlagen am Markt zu Preisen unter den Gestehungskosten verkaufen müssen. Das Förderinstrument mit einem Umfang von jährlich rund 110 Millionen Franken ist auf fünf Jahre befristet. Weiter hat das Parlament zur Unterstützung der Erreichung der Zubauziele der Energiestrategie 2050 Investitionsbeiträge für Wasserkraftanlagen gesprochen. Dazu stehen bis Ende 2030 durchschnittlich jährlich ca. 65 Millionen Franken zur Unterstützung bereit. Zudem soll die kostenorientierte Einspeisevergütung auslaufen; die erneuerbaren Energien sollen sich künftig am Markt orientieren und damit einen grösseren Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. In die Strategie Stromnetze wurde zudem ein neuer Artikel 6 Absatz 5^{bis} in das StromVG aufgenommen, wonach die Verteilnetzbetreiber bis zum Auslaufen der Marktprämie inländisch produzierte Elektrizität aus erneuerbaren Energien zu den vollen Gestehungskosten abzüglich allfälliger Unterstützungen in die Grundversorgungstarife einrechnen dürfen (noch nicht in Kraft). Preisvorteile aufgrund ihres freien Netzzugangs (Art. 6 Abs. 5 StromVG) müssen die Verteilnetzbetreiber im Rahmen dieser Bestimmung nicht weitergeben. Durch diese Massnahmen wird auf die zwischenzeitlich niedrigen Grosshandelspreise (Minimum im Jahr 2016) reagiert.

Die Entwicklung der inländischen Kraftwerkskapazitäten und deren Implikationen auf die Schweizer Versorgungssicherheit werden zukünftig alle zwei Jahre in einer vorausschauenden Studie zur Versorgungssicherheit (System-Adequacy-Studie) sowohl im Auftrag des Eidgenössischen Departements für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) bzw. des BFE als auch der EICom untersucht. Die Analyse des BFE fokussiert auf die lange, durch politische Massnahmen beeinflussbare Fristen. Darin fließen insbesondere auch Informationen ein, die das BFE aufgrund der Zusammenarbeit mit Ministerien und anderen Organisationen im europäischen Umfeld gewinnt. Der Fokus der Analyse der EICom hingegen orientiert sich an den aktu-

¹³ EICom (2018), Stromversorgungssicherheit in der Schweiz, S. 9. bzw. S. 14 ff.

¹⁴ EICom (2017), Tätigkeitsbericht 2016, S. 8, bzw. Tätigkeitsbericht 2015, S. 17 ff.

ellen und unmittelbar absehbaren energiepolitischen Rahmenbedingungen (z.B. bestehender Kraftwerkspark). Sollte sich aus den Analysen eine negative Entwicklung der inländischen Versorgungssicherheit abzeichnen, könnten in Kenntnis des konkreten Problems frühzeitig geeignete Massnahmen angegangen werden. Zudem ist im Rahmen der Energiestrategie 2050 ein Monitoring implementiert worden, welches die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten hinsichtlich der Richtwerte der Energiestrategie aufzeigt.

1.1.4 Wettbewerbsentwicklungen

1.1.4.1 Eigentumsstrukturen

Strukturell hat sich die Strombranche in den letzten Jahren wenig verändert. Ausländische Akteure spielen eine untergeordnete Rolle. Weiterhin befindet sich der überwiegende Teil der Branche im Eigentum der öffentlichen Hand (Kantone, Gemeinden, vereinzelt Bezirke), wobei deren Anteil am Unternehmenskapital zugenommen hat.¹⁵ Das Aktionariat der entflochtenen Swissgrid hat sich innerhalb der relativ engen gesetzlichen Rahmenbedingungen verändert, wobei die Anteile eines börsenkotierten Energieversorgungsunternehmens (EVU) durch ein anderes bereits beteiligtes EVU übernommen worden sind und weitere öffentlich beherrschte Aktionäre hinzugekommen sind.

Insgesamt existieren in der Schweiz mit 632 Werken im Verhältnis zur Einwohnerzahl weiterhin relativ viele Verteilnetzbetreiber. Die meisten Verteilnetzbetreiber nehmen aber oft nicht sämtliche operativen Aufgaben wahr, sondern stützen sich auf spezialisierte Dienstleister und Kooperationen mit anderen Werken.

1.1.4.2 Entwicklungen Regelernergie

Die Systemdienstleistungspreise der Swissgrid werden massgeblich durch die Preise der Ausschreibungen für die einzelnen Regelernergiearten beeinflusst und folgen diesen aufgrund des Beschaffungsprozesses (Ausschreibungen) mit bis zu einem Jahr Differenz. Durch die Primärreserve (PRL) werden kurzfristige Laständerungen abgedeckt; sie wird automatisch und frequenzabhängig abgerufen. Die Sekundärreserve (SRL) wird bei Netzschwankungen innerhalb von fünf Minuten bereitgestellt, um die Primärreserve abzulösen. Die Tertiärreserve ist die Reservekapazität, die im Notfall eine Unter- bzw. Überproduktion (positive TRL bzw. negative TRL) auf dem Schweizer Strommarkt abfedert und zusätzlichen Strom einspeist bzw. speichert oder den Stromverbrauch senkt bzw. erhöht, um die Normalfrequenz im Stromnetz zu halten.

¹⁵ BET (2018), Markt- und Wettbewerbsanalyse (Update).

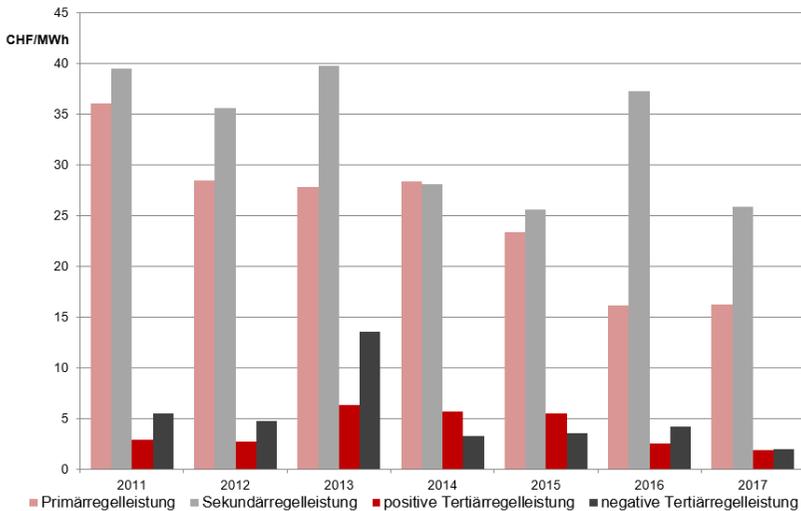


Abbildung 1: Entwicklung Preise für Systemdienstleistungen seit 2011, Quelle: BET (2018).

Die Preise für die Primär- und die Sekundärregelung sind seit 2011 von über 35 bzw. unter 40 Fr./MWh auf knapp über 15 bzw. 25 Fr./MWh gesunken; dies reflektiert eine zunehmende Liquidität des Marktes. In der gleichen Zeit haben sich auch die Preise für die Tertiärregelung reduziert. Insbesondere bei der Tertiärregelung gab es im Jahr 2013 einen vorübergehenden Preisanstieg; die Tertiärregelung weist auch eine höhere Preisvolatilität auf. Allerdings befindet sie sich auf einem deutlich niedrigeren Preisniveau.

1.1.4.3 Strombeschaffung und Entwicklung Grosshandelsmarkt

Der Schweizer Grosshandelsmarkt hat sich seit 2013 weiter entwickelt.¹⁶ Auf der Stufe der EVU ist der Strommarkt mit seinen Instrumenten inzwischen etabliert. Nur eine begrenzte Anzahl der EVU ist allerdings in der Lage, alle Funktionen im Strommarkt zu nutzen. Mittlere und kleinere EVU (Regionalwerke, Stadtwerke usw.) nutzen indirekte Zugänge zum Markt über Dienstleister, Händler, bilaterale Verträge usw. Dabei spielen die historischen Vorlieferanten in der Beschaffung nach wie vor eine wichtige Rolle.

Eine Auswertung der ElCom gibt einen Überblick zu den Beschaffungsarten für die Jahre 2018 bzw. 2013. Bei den grösseren EVU hat demnach eine strukturierte Beschaffung zugenommen. Bei dieser wird zu mehreren Zeitpunkten in Teilmengen (bei

¹⁶ Zu den vorherigen Entwicklungen vgl. BET (2013), Markt- und Wettbewerbsanalyse.

auch mehreren Lieferanten) beschafft. Insgesamt dominiert aber noch eine Vollversorgung, d.h. die Lieferung aller benötigten Energiemengen auf der Basis eines Vertrags mit einem Lieferanten.

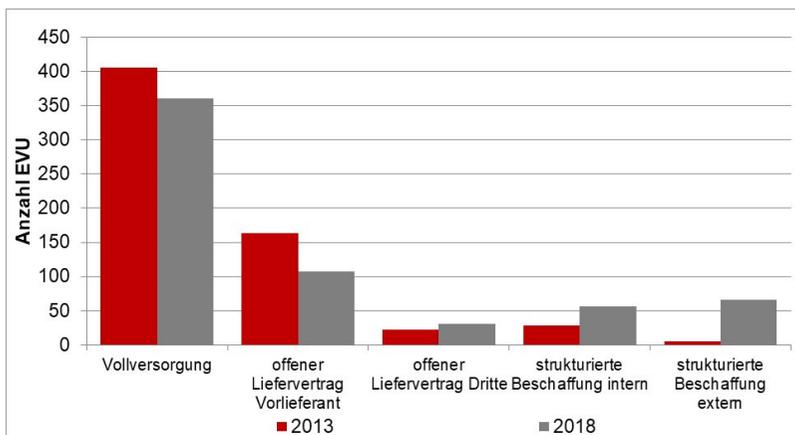


Abbildung 2: Hauptvarianten der Beschaffung der Verteilnetzbetreiber, Quelle: BET (2018)

Im Stromhandel hat die Transparenz der Preisbildung zugenommen, da sich der Schweizer Day-ahead-Markt (Spotmarkt) durch eine steigende Nutzung der Marktteilnehmer etabliert hat. Auf dem Day-ahead-Markt wird der Strom für den folgenden Tag gehandelt, normalerweise über den Spotmarkt der European Power Exchange (EPEX) oder über ausserbörslich ausgehandelte Verträge im OTC (Over-the-Counter-Handel). Er umfasst 43 Prozent des Schweizer Endverbrauchs.

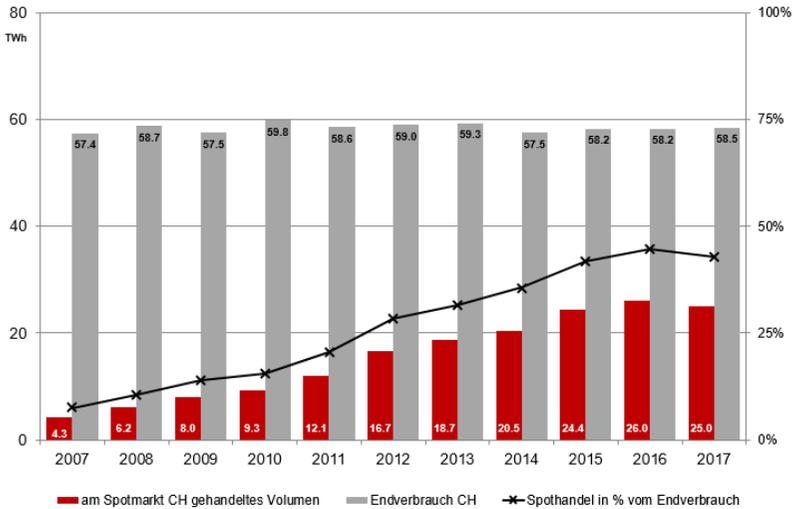


Abbildung 3: Entwicklung des Schweizer Spotmarktes, Quelle: BET (2018)

Neben dem Spotmarkt gibt es auch einen Schweizer Terminmarkt, dessen Liquidität aber gering ist. Auch die Liquidität im Schweizer Intradaymarkt ist sehr gering. Die Grosshandelspreise sind weiterhin eng gekoppelt an jene in den benachbarten Ländern. Sie liegen in der Nähe des deutschen Preises plus Knappheitszuschlag an der Grenze und im Winter in der Nähe des italienischen Preisniveaus.

1.1.4.4 Exkurs zur wirtschaftlichen Lage der EVU und der Schweizer Wasserkraft

Die Entwicklungen der Strommärkte in der EU haben starke Auswirkungen auf Schweizer Strom-Geschäftsmodelle. Der europäische Kraftwerkspark ist in einer Transformation und auch die Nachfrage unterliegt Veränderungen. Die Strompreise sind seit 2011 bis zum Jahr 2016 europaweit gesunken. Dies einerseits aufgrund tiefer Preise für fossile Brennstoffe sowie geringer CO₂-Preise und andererseits aufgrund von Überkapazitäten zusammen mit dem zunehmenden Angebot an erneuerbaren Energien mit sehr geringen variablen Kosten. Die Strompreise in der Schweiz sind stark an die Grosshandelspreise in den benachbarten Strommärkten gekoppelt. Seit dem Höchststand im Jahr 2008 haben sich die Preise in den Jahren 2014 bis 2016 etwas mehr als halbiert. Die Wechselkursentwicklung des Frankens gegenüber dem Euro von 1.60 auf 1.10 macht bereits 30 Prozent des Preisrückgangs aus.

Aufgrund dieser Situation hatten die Strombranche und auch das Parlament verschiedentlich Unterstützungsmassnahmen gefordert. Der Bundesrat sprach sich je-

weils dagegen aus. Zur Einordnung der politischen Diskussionen über die Wirtschaftlichkeit der Schweizer Produktion und mit dem Ziel, Transparenz zu schaffen über die wirtschaftliche Situation der Schweizer EVU, hat das BFE verschiedene Analysen durchgeführt bzw. in Auftrag gegeben. So hat das Beratungsunternehmen Ernst & Young für die Jahre 2007 bis 2016 die öffentlich zugänglichen Geschäftsberichte von 30 EVU durchleuchtet¹⁷. Die Analysen zeigen, dass sich der aggregierte Umsatz sowie der EBITDA¹⁸ von Unternehmen mit umfassender eigener Produktion, jedoch ohne Zugang zur Grundversorgung, negativ entwickelten. Bei den meisten anderen Unternehmen entwickelten sich diese Kennzahlen tendenziell positiv. Bei den kleineren EVU stieg der aggregierte Reingewinn zwischen 2007 und 2016 sogar an. Die Eigenkapitalquoten zeigen für sämtliche Unternehmen eine solide Basis.

Eine Datenumfrage bei Betreibern von Wasserkraftwerken, die das BFE im Herbst 2017 im Auftrag der Kommission für Umwelt, Raumplanung und Energie des Nationalrats (UREK-N) durchführte¹⁹, und eine Studie der ETH Zürich²⁰ zeigen vergleichbare Ergebnisse zur Kostenstruktur der Schweizer Wasserkraft. Die variablen Kosten können bei allen untersuchten Kraftwerken gedeckt werden. Dabei schwanken die Kosten erheblich. Die Gegenüberstellung von durchschnittlichen Marktpreisen und Gestehungskosten enthält zudem noch nicht die möglichen Zusatzerlöse am Intradaymarkt.

Die selbst produzierte Energiemenge, welche heute in der Grundversorgung zu Gestehungskosten (inkl. Eigenkapitalrendite) abgesetzt wird, beträgt gemäss Auswertungen der ElCom rund 10 TWh (rund ein Drittel der in der Grundversorgung abgesetzten Menge). Dies dürfte mindestens der Menge entsprechen, die die Schweizer Wasserkraft zu Gestehungskosten absetzen kann. Es gibt Wasserkraftwerke mit marktfähigen Gestehungskosten. Erlöse am Grosshandelsmarkt zur Erwirtschaftung einer marktgerechten Eigenkapitalrendite konnten hingegen in den vergangenen Jahren nur eingeschränkt erzielt werden. Die Schweizer Wasserkraft insgesamt hat allerdings in den letzten Jahren keine Verluste erzielt. Diese Einschätzung bestätigt auch ein Bericht der ElCom an die UREK-N.²¹

Bei einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ist zu berücksichtigen, dass mit der Marktprämie der Grosswasserkraft bis Ende 2022 jährlich rund 110 Millionen Franken zukommen wird. Hinzu kommen die Investitionsbeiträge für Wasserkraftanlagen mit jährlich ca. 65 Millionen Franken. Zudem erhalten Wasserkraftwerke bei Lieferungen in die eigene Grundversorgung die vollen Gestehungskosten. Der Lieferanteil beträgt grob die Hälfte der Gesamterzeugung und mag aufgrund der Neuregelung im Rahmen der Strategie Stromnetze (volle Gestehungskosten inländisch produzierter erneuerbarer Energien dürfen neu bis zum Auslaufen der Marktprämie abzüglich allfälliger Unterstützungen in die Grundversorgungstarife eingerechnet werden) tendenziell zunehmen. Auch beschaffen die Verteilnetzbetreiber im Durchschnitt ihren Strom zu

¹⁷ Ernst & Young (2017), Wirtschaftliche Situation von Schweizer Energieversorgungsunternehmen im Zeitverlauf.

¹⁸ Gewinn vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen.

¹⁹ BFE (2018), Rentabilität der Schweizer Wasserkraft – Resultate einer Datenumfrage bei Betreibern von Schweizer Wasserkraftwerken im Auftrag der UREK-N.

²⁰ ETHZ (2018), Kostenstruktur der Schweizer Wasserkraft, Aktualisierung 2017 (im Auftrag des BFE).

²¹ ElCom (2017), 16.035 – UREK-N Um- und Ausbau der Stromnetze, Entwurf 2.

Preisen oberhalb der Grosshandelspreise, da sie zu einem erheblichen Anteil Vollversorgungsverträge abschliessen, was zusätzliche Deckungsbeiträge für die Produzenten bzw. die Anbieter der Vollversorgung ergibt.

Dieser Gesamtblick zeigt, dass sich die Schweizer Wasserkraft zwar in einer wirtschaftlich angespannten Situation befindet, aber weiterhin (reduzierte) Gewinne erzielen kann. Im Übrigen hat sich der Grosshandelspreis (in Schweizerfranken) seit dem historischen Tief im Jahr 2016 stark erholt (Anstieg um 38 Prozent im Jahresmittel von September 2017 bis August 2018 gegenüber 2016).

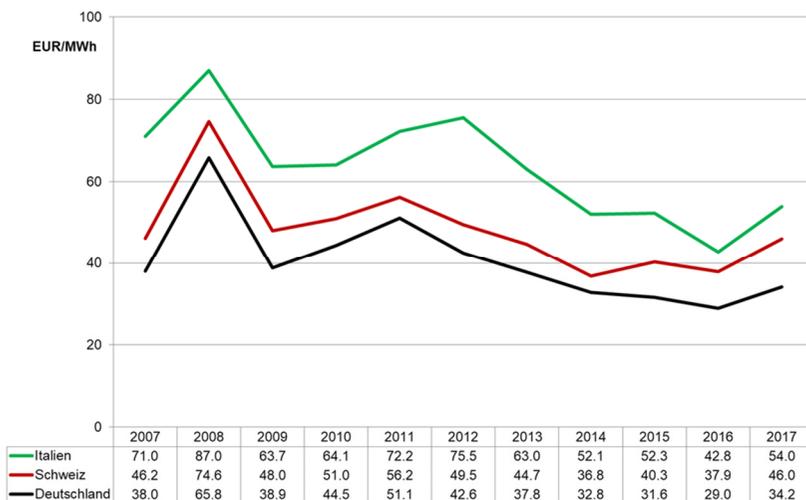


Abbildung 4: Grosshandelspreisniveau Schweiz, Deutschland und Italien (2007 - 2017), Quelle BET (2018)

Der Umfang von Investitionen in Wasserkraftwerke war in der Vergangenheit stets Schwankungen unterworfen und stand massgeblich im Zusammenhang mit den Marktpreisen sowie den Lebenszyklen des Kraftwerksparks (Erstinvestition, Erneuerung, Erweiterung). Wesentliche Erneuerungsinvestitionen tätigten die Unternehmen in den Jahren 2008 bis 2012, d.h. in Zeiten mit hohen Strompreisen. Seither sind die Investitionen gesunken und befinden sich heute wieder auf einem Niveau, welches den Jahren davor entspricht. Bisher erhärtete sich das Risiko dauerhafter Ausserbetriebnahmen von Wasserkraftwerken infolge geringer Erneuerungsinvestitionen nicht. Die derzeitige Zurückhaltung bei den Neubauprojekten ist zudem wirtschaftlich rational, da es im europäischen Markt weiterhin Kraftwerksüberkapazitäten gibt.

Weiterentwicklung des Wasserzinses

Der Wasserzins macht mit ca. 1,5 Rp./kWh einen erheblichen fixen Kostenbestandteil in den Gestehungskosten aus und beeinflusst somit die Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke (der Wasserzins macht im Durchschnitt rund 20 Prozent der Gestehungskosten aus). Das aktuell geltende unflexible Wasserzinssystem kann bei den sich verändernden Grosshandelspreisen nicht als ein langfristig zukunftstaugliches Modell angesehen werden, weil es keine ausgewogene Balance zwischen den finanziellen Ansprüchen der verfügbaren Gemeinwesen und der Wasserkraftbetreiber schafft. Für die Wahl einer künftigen Lösung wird entscheidend sein, dass der Wasserzins die Kräfte des Marktes nicht zu stark hemmt und Investitionen nicht verunmöglicht. Er sollte die Anreize für Kostensenkungen und Produktionssteigerungen nicht negativ beeinflussen und gleichzeitig die Nutzung der Ressource Wasser korrekt abgelten²².

Die regulatorische Ausgestaltung des Strommarktes (insbesondere eine volle Marktöffnung) setzt wichtige Rahmenbedingungen für sämtliche Produzenten in der Schweiz, damit auch für die Wasserkraft. Um eine ganzheitliche Betrachtung zu ermöglichen, hat der Bundesrat dem Parlament mit der Botschaft vom 23. Mai 2018²³ zur Änderung des Wasserrechtsgesetzes beantragt, das bis Ende 2019 geltende Wasserzinsmaximum von 110 Fr./kW_{br} während weiterer fünf Jahre beizubehalten. Der Ständerat ist dem Bundesrat am 20. September 2018 in diesem Punkt gefolgt. Für die Zeit nach dem 1. Januar 2025 soll der Bundesrat dem Parlament einen Erlassentwurf für die Einführung eines flexiblen Wasserzinses unterbreiten, welcher sich aus einem fixen und einem variablen Teil zusammensetzt. Der flexible Wasserzins soll allerdings erst eingeführt werden, nachdem die vorliegende Änderung des StromVG in Kraft getreten ist.

Endverbrauchertarife in der Grundversorgung

Die Preisentwicklung in der Grundversorgung ist über die Preise für repräsentative Haushalts- (Profil H4) bzw. Kleingewerbekunden (Profil C2) beschreibbar. Das Profil H4 beschreibt einen Haushalt mit einem Verbrauch von 4500 kWh/Jahr (5-Zimmerwohnung mit Elektroherd und Tumbler, ohne Elektroboiler). Das Profil C2 beschreibt ein Unternehmen mit einem Verbrauch von 30 000 kWh/Jahr (Kleinbetrieb, max. beanspruchte Leistung: 15 kW).

Die Durchschnittstarife in der Verbrauchskategorie H4 in den Jahren 2011 bis 2019 werden in der nachfolgenden Abbildung dargestellt. Sie haben sich in diesem Zeitraum geringfügig von 20,23 Rp./kWh auf 20,57 Rp./kWh erhöht. In dem dargestellten Zeitraum sind vor allem die Energiepreise von 8,91 auf 7,43 Rp./kWh gefallen. Zugleich fand ein Anstieg des Netzzuschlags (v.a. zur Förderung der erneuerbaren Energien) von 0,43 Rp./kWh auf 2,3 Rp./kWh statt. Das aktuelle Preisniveau entspricht weitgehend dem der Jahre 2015, 2016 bzw. 2018.

²² Vgl. Kap. 1.5 „Langfristige Weiterentwicklung des Wasserzinses“ in der Botschaft vom 23. Mai 2018 zur Änderung des Wasserrechtsgesetzes (BBl 2018 3419, hier 3431).

²³ BBl 2018 3419

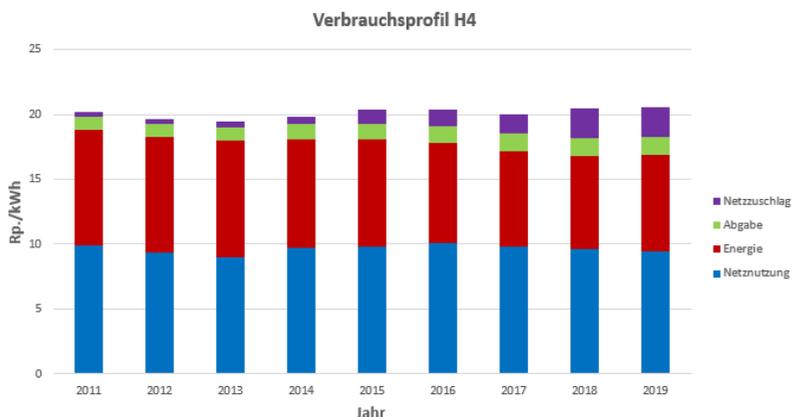


Abbildung 5: Entwicklung Endkundenpreise Haushalte H4 (in Rp./kWh), Quelle: El-Com

Die Durchschnittstarife beim Profil C2 liegen in einem Bereich von 19,45 Rp./kWh bis 20,28 Rp./kWh. Bei einer Betrachtung der Tarifentwicklung ist festzustellen, dass im Jahr 2019 die Stromtarife mit 20,26 Rp./kWh denen der Jahre 2015 und 2016 entsprechen. Die Entwicklung in den einzelnen Kostensegmenten ist vergleichbar zum Profil bei den Haushalten.

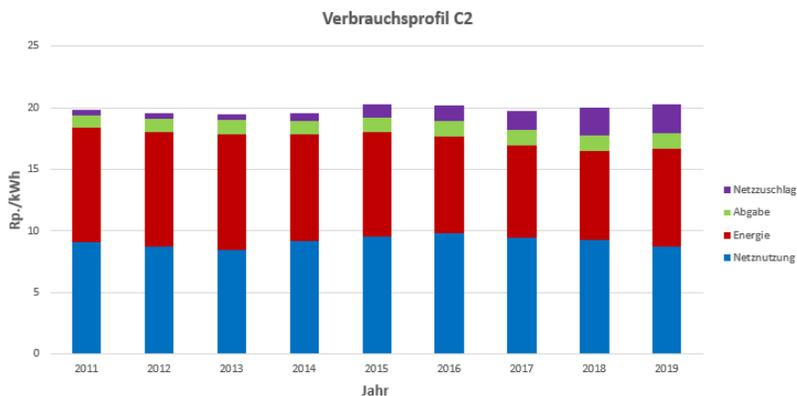


Abbildung 6: Entwicklung Endkundenpreise Kleinbetriebe C2 (in Rp./kWh), Quelle: EICom

Die Netztarife sind somit in beiden Kategorien leicht angestiegen. Sie werden neben dem Netzerhalt und -ausbau massgeblich durch den sogenannten WACC (Weighted Average Cost of Capital, kalkulatorischer Zinssatz für das im Stromnetz gebundene Kapital) mitbestimmt, der eine angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals in den Verteilnetzen und im Übertragungsnetz gewährleistet. Die Berechnungsparameter für den WACC wurden seit 2011 zweimal angepasst, um eine möglichst gerechte Verzinsung sicherzustellen. Das UVEK prüft derzeit, ob und wie die Berechnungsparameter für die Folgejahre angepasst werden sollen.

Die obigen Abbildungen zeigen die Schweizer Durchschnittspreise. Innerhalb der Schweiz gibt es allerdings eine erhebliche Streuung in den Grundversorgungstarifen. Dies ist deshalb von Bedeutung, weil die Endverbraucher bis zu einem Jahresverbrauch von 100 MWh gebunden sind. Die nachfolgende Abbildung zeigt illustrativ die Streuungsentwicklung beim Energieanteil (bezogen auf das Profil H4), d.h. dem Teil des Endverbraucherstarifes, welcher von einer vollen Marktöffnung betroffen wäre.

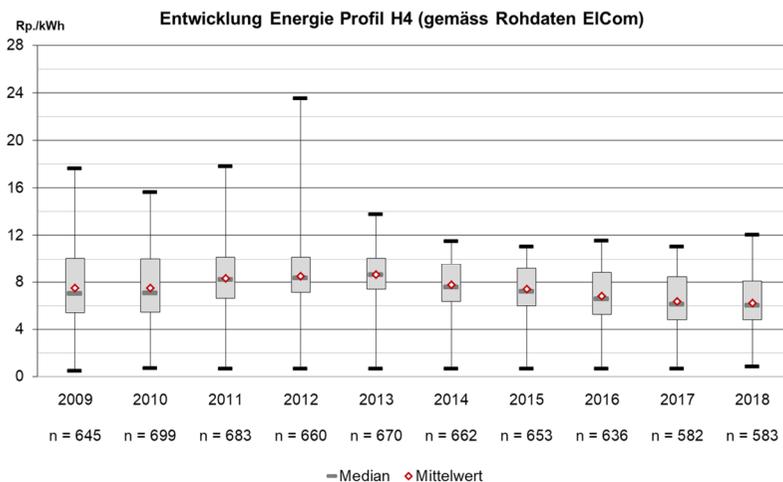


Abbildung 7: Publierte Energietarife Grundversorgung H4 (in Rp./kWh), Quelle: BET (2018)

1.1.4.5 Vertragswechsel im freien Markt

Die Möglichkeit des Netzzugangs für Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch über 100 MWh wurde in der Schweiz zunächst spärlich genutzt, da die Preise in der Grundversorgung vergleichsweise günstig waren. Durch den Zusammenbruch der Grosshandelspreise kam es allerdings zu einem Zuwachs der Nutzung des freien

Marktes. Dabei votieren die Endverbraucher mit einem Austritt aus der Grundversorgung für einen dauerhaften Bezug aus dem freien Markt.

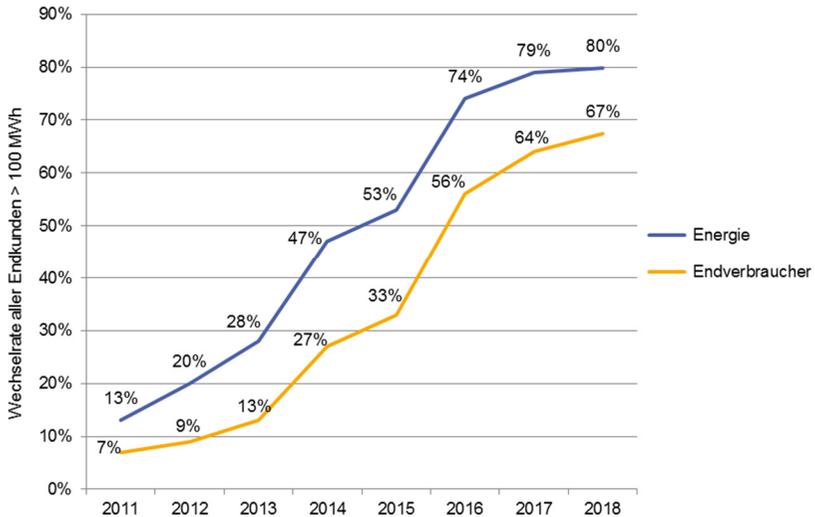


Abbildung 8: Übertritt in den freien Markt (Endverbraucher > 100 MWh), Quelle: ECom

Eine zunehmende Marktnutzung hat ihren Ausgangspunkt in den Jahren 2013/14. Die Marktnutzung steigt kontinuierlich an. Im Jahre 2018 beziehen die wahlberechtigten Endverbraucher rund 80 Prozent der Energie über den Markt; die Anzahl der freien Endverbraucher beträgt rund 67 Prozent. Der Trend zu einer umfassenden Nutzung des Marktes nimmt somit weiterhin (allerdings abgeschwächt) zu. Die dargestellte Wechselrate umfasst alle *Vertragswechsel* in den freien Markt, sowohl beim bisherigen Lieferanten als auch bei einem neuen Lieferanten.

1.1.4.6 Internationaler Preisvergleich

Bei einem internationalen Vergleich der einzelnen Preiskomponenten der Stromtarife ist Folgendes festzustellen:²⁴

Bei den Energiepreisen für die Haushalte liegt die Schweiz im Durchschnitt ausgewählter Staaten (Deutschland, Österreich, Italien, Frankreich, Niederlande, Norwegen) und tiefer als die Nachbarstaaten Deutschland und Italien. Die Energiepreise in

²⁴ Vgl. BET (2018).

Deutschland und Frankreich sind hier vergleichbar. Bei den Gewerbe- und Industriekunden ist die Situation im Vergleich zu den Nachbarstaaten ungünstiger; hier liegt die Schweiz in der Grundversorgung nur unter den deutlich höheren Preisen in Italien. Auf Basis von Marktpreisen erreicht die Schweiz Preise, die leicht über denen in Deutschland und Frankreich liegen. Die Schweizer Preise liegen, auch grosshandelsmarktbedingt, zwischen jenen in Deutschland und Italien. Auffällig ist zudem, dass die Netztarife in der Schweiz hoch sind. Sie liegen über jenen aller Vergleichsländer, auch solchen mit vergleichbarer topografischer Struktur wie bspw. Norwegen oder Österreich. Hingegen sind die Abgaben in der Schweiz niedrig.

Vergleicht man die Tarife in der Grundversorgung mit den Tarifen im ausländischen freien Markt, so ist festzustellen, dass die Bruttopreise (exklusive Mehrwertsteuer) für das Profil H4 in der Schweiz vergleichsweise günstig sind. Sie liegen unter den Preisen in den Nachbarstaaten Deutschland, Österreich, Italien und Frankreich.

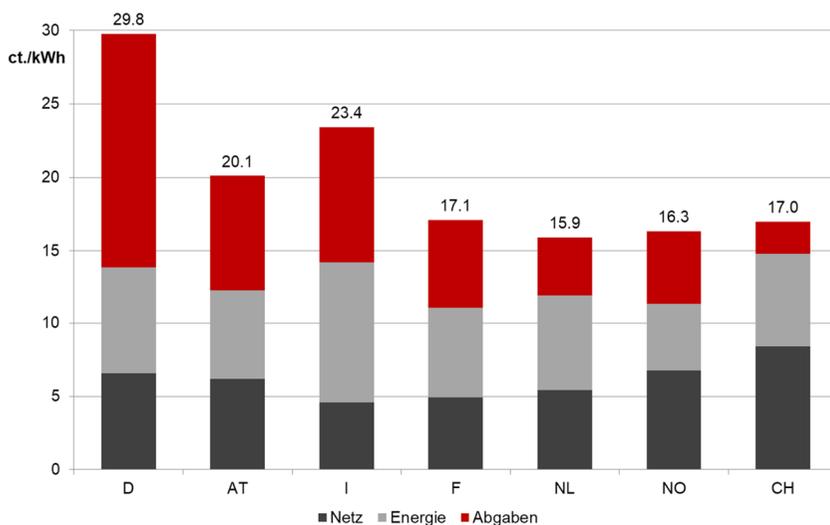


Abbildung 9: Internationaler Strompreisvergleich, Profil H4, Eurostat Band DC, Wechselkurs 1.2 CHF/EUR Quelle: BET (2018)

Bei den Gewerbekunden mit Wahlmöglichkeiten ist die Schweiz in der Grundversorgung relevant teurer als Österreich und Frankreich, aber günstiger als Italien und Deutschland. Bei Berücksichtigung der Marktpreise ist sie bei den marktberechtigten Gewerbekunden konkurrenzfähiger.

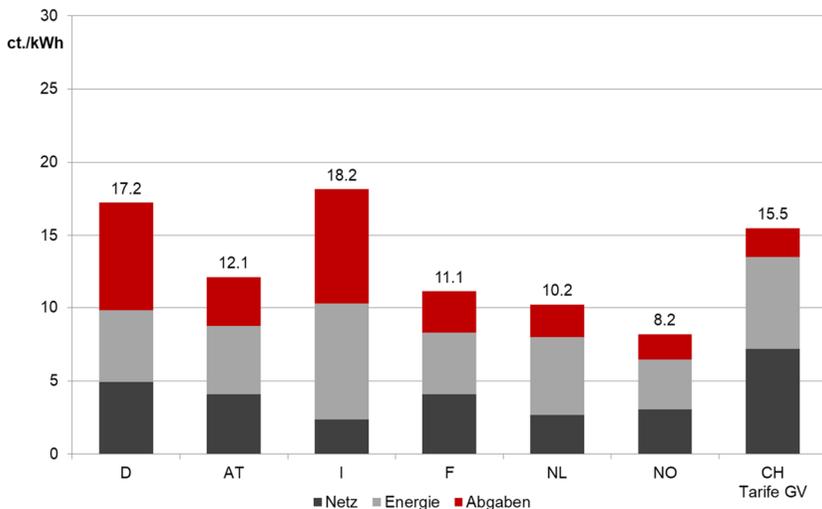


Abbildung 10: Internationaler Strompreisvergleich, gewichtetes Mittel Profile C2 bis C4 bzw. Eurostat IB, Wechselkurs 1.2 CHF/EUR, Quelle: BET (2018)

Bei den Industriekunden (in der Grundversorgung) ist sie teurer als Frankreich und auch relevant oberhalb des Niveaus in Österreich, aber deutlich günstiger als Italien und Deutschland. Bei Nutzung der Marktpreise nähern sich die Preise für die Industriekunden an die der beiden günstigeren Nachbarländer an.

Bei den dargestellten internationalen Preisvergleichen ist zu beachten, dass diese methodisch komplex sind und von vielen Faktoren abhängen (v.a. Wechselkurse, Marktöffnung und Abgrenzung der Kundengruppen (bei der Energie), Topographie, unterschiedliche steuerliche Regelungen usw.).

1.1.5 Netzthemen

1.1.5.1 Netzinvestitionen

Ins Übertragungsnetz der Swissgrid wurden in den Jahren 2015 bzw. 2016 125 Millionen Franken bzw. 149 Millionen Franken investiert; diese Ausgaben lagen jeweils unter den geplanten Ausgaben. Dies ist teils auf Verzögerungen der Bewilligungsverfahren zurückzuführen, teils auf Optimierungen. Die Netzinvestitionen im Verteilnetz übersteigen deutlich die Abschreibungen. Gemäss EICom wiesen die Verteilnetzbetreiber für die Jahre 2011 bis 2016 Investitionen von jährlich rund 1,4 Milliarden Franken aus. Diesem Betrag standen Abschreibungen von 850 bis 920 Millionen Franken pro Jahr gegenüber. Der Netzerhalt wird von der EICom als genügend beurteilt. Die

regulierte Kapitalbasis der Schweizer Verteilnetzbetreiber ist seit 2011 um 0,5 bis 0,6 Milliarden Franken p.a. angestiegen.

1.1.5.2 Netzentgelte

Mangelnde Kosteneffizienz bei den Netzkosten

Untersuchungen der ElCom zur Einführung der Sunshine-Regulierung (öffentlicher Vergleich über die Leistungen und Kosten der Netzbetreiber; bislang nur aggregiert publiziert) zeigen, dass hinsichtlich der Höhe der Netzkosten die Einflussfaktoren Topographie und Siedlungsstruktur von hoher Bedeutung sind. Dieser Punkt wird in den Vergleichen der Sunshine-Regulierung über die Berücksichtigung der Siedlungs- und Energiedichte abgebildet. Auffällig bei den bisherigen Untersuchungen ist eine hohe Streuung der Kosten der Verteilnetzbetreiber, die nicht durch die unterschiedliche Unternehmensgrösse erklärt werden kann. Dies lässt relevante Ineffizienzen vermuten. So gibt es Fälle von hohen Betriebskosten, die mit hohen Kapitalkosten verbunden sind, wobei es zugleich nicht zu einer höheren Qualität kommt. Insbesondere die Kapitalkosten können relevant zu hoch sein, da ein treibender Kostenfaktor der Netznutzungsentgelte die Tiefbaukosten auf Netzebene 7 (Niederspannung) sind. Im derzeitigen kostenbasierten System gibt es zudem grundlegende Anreizdefizite, weil es einen eindeutigen wirtschaftlichen Anreiz gibt, tendenziell kapitalintensiv auszubauen und intelligente („smarte“) betriebskostenlastige Alternativen zu vernachlässigen.

Nicht ausreichend verursachergerechte Netztarife

Die Stromnetzkosten sind hauptsächlich durch die Dimensionierung der Kapazitäten bestimmt. Ausschlaggebend für die Dimensionierung ist die zeitgleiche Höchstlast, welche sich als Summe der individuellen Lasten im Netz ergibt, da das Netz von seinem Ausbau her dem Bedarf folgt. Die Netzkosten hängen somit von der Höchstlast ab und sind vorwiegend fixkostenlastig. Diese vorwiegend lastabhängigen Kostenstrukturen reflektieren sich nur eingeschränkt in den geltenden Tarifen, die auf Netzebene 7 mindestens einen Arbeitsanteil von 70 Prozent aufweisen sollen. Dieses Defizit an Kostenorientierung ist speziell auch für die derzeitige Ausgestaltung der Eigenverbrauchslösungen von Bedeutung. Diese profitieren bei hohen Arbeitspreisen zu Lasten der anderen Netzkunden. Verbesserungsmöglichkeiten in der Netztarifierung sind in einer umfassenderen Verwendung von Leistungswerten zu sehen, da hierüber die individuelle Höchstlast stärker kostenrelevant wird und diesbezügliche Verhaltensanpassungen beanreizt werden. Über dynamische Leistungspreise ist zudem eine weiter gehende Berücksichtigung der Netzengpässe und somit ein langfristig optimierter Netzausbau möglich; dies setzt eine Verbreitung von Smart-Metern sowie Steuer- und Regelsystemen voraus. Weitere Verbesserungsmöglichkeiten sind im System der Wälzung zwischen den einzelnen Netzebenen zu sehen. Hier könnte ebenfalls die Verursachergerechtigkeit erhöht werden, indem Leistungselemente und Lastflussrichtungen stärker berücksichtigt werden, die sich durch eine zunehmende dezentrale Erzeugung ändern.

1.1.5.3 Die Rolle von Flexibilitäten

Der mit der Energiestrategie 2050 beabsichtigte sukzessive Umbau des Energiesystems bildet sich massgeblich in den Verteilnetzen ab. Um die Netzausbaukosten zu optimieren und das System flexibler aufzustellen, braucht es eine intensivere Nutzung von dezentralen Flexibilitäten. Sie können teils zusätzlichen Netzausbau verringern oder vermeiden. Als wirtschaftlich nutzbare Flexibilitäten gelten erzeugungsseitig variable Einspeiseleistungen von Erzeugungsanlagen sowie verbrauchsseitig die Steuerung industrieller Verbrauchsprozesse, der Einsatz flexibler Verbrauchsgeräte im Haushalt (z. B. Elektrowärmeanwendungen), Batterieladezyklen von Elektrofahrzeugen oder der Einsatz dezentraler Speicher. Volkswirtschaftlich besonders attraktiv ist insbesondere ein Einspeisemanagement von Erzeugungsanlagen.²⁵ Auch die Steuerung bestehender Anlagen auf Verbraucherseite, bspw. über innovative Ansteuerung von Kundengeräten, ist eine heute schon gut realisierbare Option, z.B. im Bereich von Wärmepumpen oder Warmwasser-Boilern.

Flexibilitäten können nach verschiedenen Gesichtspunkten eingesetzt werden: Eigennutzung (Optimierung des Eigenverbrauchs, Kosteneinsparung bei dynamischer Tarifierung), marktdienliche Nutzung (d.h. die Flexibilitätsquelle wird so gesteuert, dass sie dem Ausgleich von Stromerzeugung und -verbrauch im System dient) bzw. netzdienliche Nutzung (d.h. die Flexibilitätsquelle wird zur Vermeidung von Engpässen im Verteilnetz eingesetzt; dabei erfolgt vorausschauend ein Einbezug in die Netzplanung). Eine effiziente netzdienliche Nutzung dürfte mittel- bis langfristig zu einer relevanten Kostenreduktion in den Verteilnetzen führen. Beim Flexibilitätseinsatz sind allerdings Nutzungskonflikte in der weiteren Ausgestaltung der Regulierung zu beachten. Zudem ist sicherzustellen, dass keine verzerrten Anreize für den Einsatz von Flexibilitäten im Netzbetrieb gegenüber konventionellen Netzausbaumassnahmen bestehen. Dabei sollten die Kosten des Einsatzes von Flexibilitäten für die Netzbetreiber refinanzierbar bleiben.

1.1.5.4 Messwesen

Mitte 2017 hat das Bundesgericht entschieden, dass die Betreiber grösserer Elektrizitätserzeugungsanlagen (Anschlussleistung über 30 kVA) selbst für die Verrechnungsmessung zuständig sind, sie also mit deren Durchführung grundsätzlich einen Dritten freier Wahl beauftragen dürfen.²⁶ Ob auch den Betreibern von kleineren Elektrizitätserzeugungsanlagen oder den Endverbrauchern ein solches Wahlrecht zukommt oder ob für deren Verrechnungsmessung ausschliesslich der Netzbetreiber zuständig ist, liess das Bundesgericht offen.

²⁵ Institut und Lehrstuhl für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen, Oldenburger Institut für Informatik OFFIS und E-Bridge Consulting GmbH (2014), Verteilernetzstudie.

²⁶ BGE 143 I 395

Tatsache ist, dass die Verrechnungsmessung (dazu gehören der Messstellenbetrieb und die Messdienstleistungen) grossmehrheitlich von den Netzbetreibern durchgeführt wird. Für die betriebliche Messung gilt dies ohnehin, ist sie doch untrennbar mit dem Netzbetrieb verbunden. Die Preise der von den Netzbetreibern erbrachten Dienstleistungen sind teilweise sehr hoch. Die Preise der Lastgangmessung liegen bei einem Vergleich der Mediane um 56 Prozent über den Kosten.²⁷ Grössere Endverbraucher und Produzenten bemängelten erhebliche Qualitätsprobleme beim Datenmanagement. Bei den kleineren marktberechtigten Endverbrauchern mit einem Verbrauch von knapp über 100 MWh stellen hohe Messkosten (bei den Lastgangzählern) derzeit eine Barriere für den Wechsel in den freien Strommarkt dar. Zudem können für erneuerbare Erzeugungsanlagen, die mit einer Lastgangmessung ausgestattet sein müssen (Einspeiseleistung grösser oder gleich 30 kVA), die Messkosten einen relevanten Kostenpunkt ausmachen. Bislang sieht die ElCom bei Lastgangmessungen, die jährlich über 600 Franken kosten, ein Aufgriffskriterium für vertiefte Kostenprüfungen. Das Aufgriffskriterium stellt keine bindende Preisobergrenze dar, d.h. es muss bislang im Einzelfall über die Missbräuchlichkeit entschieden werden.

1.1.6 Bewertung der Marktentwicklung und der Wettbewerbssituation unter der Teilmarktöffnung

Die bisherige Teilmarktöffnung ist aus wirtschaftlicher Sicht als ein positiver erster Schritt zu bewerten. Sie hat unter den derzeit niedrigen Grosshandelspreisen dazu geführt, dass im freien Markt der überwiegende Teil der marktberechtigten Endverbraucher die Grundversorgung verlassen haben, um an günstigeren und teils flexibleren sowie auf ihre Bedürfnisse besser zugeschnittenen Energietarifen partizipieren zu können. Dies ist grundsätzlich als ein Erfolg des StromVG zu werten. Eine Teilmarktöffnung führt aber nicht dazu, dass alle gleichermaßen am Markt teilnehmen können. Sie beinhaltet erhebliche Verzerrungen zwischen den wahlberechtigten Endverbrauchern und den gebundenen Endverbrauchern in der Grundversorgung, die sich durch die Regelungen der Strategie Stromnetze noch verstärkt haben, da dadurch die Kosten teurerer Kraftwerke den grundversorgten Endverbrauchern zugeordnet werden können: Die Pflicht zur Weitergabe von Preisvorteilen an die gebundenen Endverbraucher wird aufgeweicht, indem die Gestehungskosten von inländischer erneuerbarer Energie voll in die Grundversorgungstarife eingerechnet werden können.

Diese Schieflagen würden durch eine volle Marktöffnung umfassend korrigiert. Sie schafft grundlegende Effizianzanreize sowie gleich lange Spiesse bei der Marktteilnahme. Zugleich sind innovative Entwicklungen zu erwarten, welche die Integration der (neuen) erneuerbaren Energien stützen und darüber die Versorgungssicherheit fördern. Zudem bedarf es, aufbauend auf den Veränderungen durch die vorliegende Revision des StromVG, einer Weiterentwicklung des Wasserzins-Modells.

Im Netzbereich sind aufgrund der hohen Netztarife weiterhin relevante Ineffizienzen zu vermuten, die durch zusätzliche Effizianzanreize in der Netzregulierung anzugehen sind. Die sich in Erprobung befindende Sunshine-Regulierung schafft hier mehr

²⁷ ElCom (2018), Messkosten in der Schweiz, Bericht zur Auswertung der Messkostenerhebung 2017.

Transparenz und kann Effizienz beanreizen, v.a. wenn ansonsten eine strengere Netzregulierung bevorzugen. Die Weiterentwicklung der Netzregulierung sollte aus Sicht einer effizienten Integration der zunehmend dezentralen Erzeugung insbesondere effiziente smarte Netzentwicklungspotenziale (sog. Smart-Grids) stützen. Zudem sind relevante Ineffizienzen im Bereich des Messwesens festzustellen. Dieses ist hinsichtlich der Verrechnungsmessung grundsätzlich wettbewerblich organisierbar. Grössere Endverbraucher sowie Betreiber von grösseren Elektrizitätserzeugungsanlagen und Speichern erhalten deshalb ein gesetzliches Recht auf freie Wahl des Anbieters. Ansonsten ist im Rahmen der Netzthemen die Entflechtung von den Alteigentümern bei der Swissgrid umgesetzt worden. Weitere Entflechtungen auf der Verteilnetzebene sind im Zusammenhang mit einem Stromabkommen zu sehen.

1.1.7 Stromabkommen zwischen der Schweiz und der EU

Parallel zu den Verhandlungen zu einem Rahmenabkommen werden 2018 mit der EU die Verhandlungen zu einem Stromabkommen weitergeführt. Es ist möglich, dass diese auf technischer Ebene in absehbarer Zukunft abgeschlossen werden.

1.2 Ziele der Revision

Ziel der Revision ist es, den regulatorischen Rahmen des StromVG an die Herausforderungen der Energiestrategie 2050 und die Entwicklungen im europäischen Strommarkt anzupassen. Die Leitziele dabei sind die langfristige Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit, die Verbesserung der Effizienz des Marktes sowie die marktseitige Unterstützung der Energiestrategie 2050. Veränderungen im Strommarktdesign sollen kompatibel sein mit den schweizerischen Klimazielen und mit einem EU-Stromabkommen und zudem möglichst geringe gesamtwirtschaftliche Kosten zur Folge haben.

Im Rahmen einer grundlegenden Verbesserung des Strommarktdesigns strebt der Bundesrat auch den zweiten Marktöffnungsschritt (volle Marktöffnung) an. Dieser soll die Verzerrungen aus der bisherigen Teilmarktöffnung beseitigen und für alle Endverbraucher eine volle Freiheit in der Wahl des Stromlieferanten schaffen.

Zudem sollen über die Revision wesentliche Defizite des bestehenden Gesetzes beseitigt werden. Insbesondere sollen die Verursachergerechtigkeit in der Netztarifierung verbessert, die Transparenz erhöht und mehr Effizienzreize in der Netzregulierung geschaffen werden. Damit will der Bundesrat mittel- bis langfristig den Netzausbau und -betrieb optimieren.

In der Revision enthalten ist auch das marktnahe Modell ab 2023, zu welchem der Bundesrat gemäss Artikel 30 Absatz 5 EnG der Bundesversammlung bis im Jahr 2019 einen Erlassentwurf zu unterbreiten hat. Der Bundesrat erachtet es als wichtig, dass dieses Modell möglichst technologieneutral und volkswirtschaftlich effizient ist. Hierzu wird die Ausgestaltung der Grundversorgung angepasst.

Die wichtigsten *Massnahmen* der Revision sind:

Der sogenannte Energy-Only-Markt (EOM) soll als Marktmodell bestehen bleiben und Marktmechanismen im Strommarkt grundsätzlich gestärkt werden. Der EOM besteht aus dem Grosshandelsmarkt (Intraday, Day ahead und Terminmarkt) und den Systemdienstleistungsmärkten, in denen bereits heute Energie und Leistung für Versorgungungleichgewichte vorgehalten werden.

Als wichtige Massnahme zur Stärkung effizienter Marktsignale und weil Wahlmöglichkeiten den Haushalts- und Gewerbekunden grundlegende ökonomische Vorteile bieten, soll der Strommarkt vollständig geöffnet werden. Dadurch werden die Verzerrungen der Teilmarktöffnung korrigiert. Dies gilt sowohl für die unterschiedlichen Erzeuger als insbesondere auch für die bislang gebundenen Endverbraucher ohne Wahlmöglichkeiten. Die vollständige Marktöffnung führt somit zu einer grundlegenden Effizienzsteigerung. Zudem unterstützt sie die Energiestrategie 2050, indem sie dazu beiträgt, die erneuerbaren Energien besser in den Markt zu integrieren. Auch wird sie zu erheblichen Produktinnovationen führen und neue Geschäftsmodelle ermöglichen. Mittelfristig ist sie hinsichtlich der Integration in den europäischen Strommarkt ein wichtiges Element.

Im Rahmen einer vollen Marktöffnung ist weiterhin eine Grundversorgung zu gewährleisten, welche kleine Endverbraucher angemessen vor Preissmissbrauch schützt und in die man immer wieder zurückwechseln kann. Zudem soll die Ausgestaltung der Grundversorgung die Umsetzung der Energiestrategie 2050 marktnah stützen.

Die Versorgungssicherheit kann durch die Schweizer Erzeugungskapazitäten und eine Anbindung an die benachbarten Strommärkte marktbasierend gewährleistet werden. Als zusätzliche Absicherung der Schweizer Versorgungssicherheit im EOM soll eine Speicherreserve im Sinne einer Versicherung eingerichtet werden. Diese ist ausserhalb des Marktes vorzuhalten und so zu konzipieren, dass sie Energie für die Versorgungssicherheit vorhält, geringe volkswirtschaftliche Kosten aufweist und den EOM möglichst wenig verzerrt.

Der derzeitige Regulierungsansatz bei den Netzentgelten ist durch eine ungenügende Verursachergerechtigkeit bei der Allokation der Netzkosten gekennzeichnet. Obwohl die Leistung (kW) der hauptsächliche Dimensionierungsfaktor und somit wesentlicher Kostentreiber bei den Stromnetzen darstellt, orientieren sich die Tarife für die Endverbraucher mehrheitlich an der bezogenen Energie (kWh). Dies soll im Sinne einer höheren Verursachergerechtigkeit korrigiert werden.

Die heutige kostenbasierte Regulierung im Netzbereich wird zunächst beibehalten und durch ein umfassendes Transparenzinstrument in Form einer Sunshine-Regulierung verbessert. In diesem Rahmen sollen auch gewisse Anreize für effiziente Investitionen in intelligente Netze gesetzt werden. Eine Anreizregulierung soll im Rahmen einer weiteren Revision eingeführt werden, wenn sich in einer Evaluation der Netzkostenentwicklung auf der Verteilnetzebene zeigt, dass es nicht zu einer genügenden Steigerung der Effizienz gekommen ist.

Im Sinne eines effizienten Netzausbaus und der Entwicklung neuer netznaher Märkte ist mittel- bis langfristig eine bessere Nutzung netzdienlicher Flexibilitäten (wie insbesondere das Einspeisemanagement und die Nutzung flexibler Lasten) in den Verteilnetzen anzustreben. Diese können als Ersatz für den konventionellen Netzausbau dienen. Zudem gibt es auch im Marktbereich attraktive Geschäftsmodelle, die auf der

effektiven Nutzung vorhandener Flexibilitäten in der Last und der Erzeugung beruhen.

Um die Systemsicherheit effizienter zu bewirtschaften, soll die Liquidität bei den Systemdienstleistungen gefördert werden. Dazu soll u.a. die grenzüberschreitende Beschaffung erleichtert werden.

Vor dem Hintergrund der dargestellten Ineffizienzen, welche unter geltendem Recht beobachtet werden können, sollen grössere Endverbraucher sowie die Betreiber von grösseren Elektrizitätserzeugungsanlagen und Speichern ein gesetzliches Recht auf freie Wahl des Anbieters im Bereich der Verrechnungsmessung erhalten.

Weitere Massnahmen haben zum Ziel, die Regulierung zu verbessern: So sind die Leitplanken für Massnahmen zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs zu schärfen, insbesondere für Fälle einer Gefährdung des sicheren Übertragungsnetzbetriebs. Bei der Swissgrid ist die Sicherstellung der Schweizer Beherrschung, welche schon im Kontext der Schaffung des StromVG umfassend diskutiert wurde, einer abschliessenden gesetzlichen Lösung zuzuführen. Schliesslich sollen die Regulierungsbefugnisse der ElCom partiell gestärkt werden, um die Effektivität der Strommarktregulierung zu verbessern.

1.3 Die beantragte Neuregelung

1.3.1 Vollständige Marktöffnung

Vollständige Marktöffnung: Der Schweizer Strommarkt wird vollständig geöffnet. Damit erhält jeder Endverbraucher das Recht auf freie Wahl seines Lieferanten. Kleinere Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von weniger als 100 MWh können sich wahlweise auch für die Grundversorgung entscheiden. In dieser werden sie zu angemessenen, während eines Jahres unveränderlichen Elektrizitätstarifen versorgt. Der Vorteil des Marktes liegt in einer umfassenden Wahlmöglichkeit des Endverbrauchers. Dies schafft gleich lange Spiesse in der Strombeschaffung für alle Endverbraucher, insbesondere für die KMU, und fördert grundlegend die Effizienz. Ein vollkommen geöffneter Strommarkt wird zu relevanten Dienstleistungsinnovationen und einer besseren Integration der erneuerbaren Energien führen. Zum Letzteren trägt auch die zukünftige Ausgestaltung des Standardproduktes in der Grundversorgung bei.

Grundversorgung mit Schweizer Strom aus erneuerbarer Energie: In der Grundversorgung bieten die lokalen Verteilnetzbetreiber als Standard ein Elektrizitätsprodukt an, das aus ausschliesslich einheimischer und überwiegend erneuerbarer Energie besteht. Endverbraucher werden mit diesem Produkt versorgt, sofern sie sich nicht für ein anderes entscheiden. Der Bundesrat legt den Mindestanteil an erneuerbarer Energie fest. Dieser soll sich am Pfad der Energiestrategie 2050 zum Ausbau der erneuerbaren Energien orientieren und dementsprechend sukzessive ansteigen. Es handelt sich um einen Mindestanteil. Jedem Grundversorger steht es frei, im Standardprodukt auch einen höheren Anteil an Strom aus erneuerbaren Energien anzubieten. Zahlreiche Verteilnetzbetreiber bieten in der Grundversorgung schon heute ein Standardprodukt aus erneuerbarer Energie an, teilweise zu 100 Prozent aus heimischer Quelle – für sie ändert demnach nichts.

Regulierung der Elektrizitätstarife: Die bisherige Gestehungskostenregulierung ist nicht kompatibel mit einer vollständigen Marktöffnung, da der geeignete Referenzmassstab in einem geöffneten Strommarkt der Preis in einem funktionierenden Wettbewerbsmarkt ist. Somit beurteilt sich die Angemessenheit der Elektrizitätstarife fortan an den Marktpreisen im Schweizer Haushalts- und Gewerbekundenbereich (Vergleichsmarktpreise). Dieser Mechanismus entspricht dem Vorschlag, wie ihn der Bundesrat im Rahmen der Vernehmlassung zum Bundesbeschluss zur Marktöffnung gemacht hat.²⁸ Das Vorgehen beruht im Kern auf einer Vergleichsmarktbetrachtung. Ein geeigneter Vergleichsmarkt umfasst in erster Linie Angebote im freien Markt. Aufgrund der engen Substitutionalität zu diesen Angeboten können in die Vergleichsmarktbetrachtung (zumindest kurz nach Marktöffnung) auch die Grundversorgungsangebote einbezogen werden. Daten über die Grundversorgungsangebote liegen der ElCom vor. Belastbare Marktpreise sollten sich bei Marktöffnung aus Internetvergleichsportalen ergeben, die sich zeitnah entwickeln werden. Bei einer Nutzung von angebotenen Tarifen auf solchen Portalen für die Berechnung von Vergleichspreisen können überhöhte (strategische) Preise ausgenommen werden. Je nach ökologischer Qualität und Herkunft der gelieferten Elektrizität – massgebend sind die vorgelegten Herkunftsnachweise (vgl. Art. 9 EnG) – können für die Beurteilung verschiedene Vergleichspreise gebildet werden. Soweit sich die Angebote im freien Markt von den Grundversorgungsangeboten unterscheiden, können die Preise für die geforderten Herkunftsnachweise als Korrekturfaktoren genutzt werden, um zu einem geeigneten Vergleichspreis zu kommen. Weiter ist bei der Angemessenheitsprüfung zu berücksichtigen, dass die Elektrizitätstarife für ein Jahr fest sind und der Grundversorger folglich das Mengen- und Preisrisiko trägt. Bei der ex-post-weisen Prüfung der Angemessenheit der Tarife hat die ElCom deshalb mit gewissen Toleranzen bzw. mit Anpassungsfaktoren zu arbeiten. Die Preisregulierung in der Grundversorgung dient dem Schutz der (in ihr verbleibenden) Endverbraucher. Sie wird an eine verschärfte Missbrauchsaufsicht angelehnt, um Endverbraucher (vor allem Haushalte, die wenig wechselwillig sind) angemessen vor erheblichen preislichen Benachteiligungen zu schützen. Von einer ex-ante-Festsetzung eines Höchstpreises in der Grundversorgung ist abzusehen, da sich jeder Stromlieferant an diesem Preis orientieren würde.

Ersatzversorgung: Fällt ein Lieferant aus oder bezeichnet ein Endverbraucher nach Auslaufen seines Elektrizitätsliefervertrages nicht rechtzeitig einen neuen Lieferanten, kommt es zur Ersatzversorgung durch den Grundversorger, d.h. durch den lokalen Verteilnetzbetreiber. Dieser untersteht dabei keiner Tarifregulierung. Die ElCom hat aber die Möglichkeit, bei missbräuchlichen Bedingungen einzugreifen.

Wechselprozesse und Wechselkosten: Das Gesetz räumt dem Bundesrat die Kompetenz zur Regelung der Wechselprozesse und der Wechselkosten ein. Bei der Grundversorgung ist angedacht, dass Ein- und Austritte auf das Ende eines jeden Jahres möglich sein sollen. Unterjährige Wechsel würden die Tarife tendenziell erhöhen (mögliche Zusatzkosten aus kurzfristiger Beschaffung). Die Zulässigkeit, im freien Markt den Lieferanten zu wechseln, richtet sich grundsätzlich nach den vertraglichen Kündigungsmöglichkeiten. Damit eine Rückkehr in die Grundversorgung möglich

²⁸ Erläuternder Bericht vom 8. Oktober 2014 zur Vernehmlassungsvorlage zum Bundesbeschluss über die zweite Etappe der Strommarktöffnung

bleibt, sollen Kleinverbraucher ihre Verträge aber mindestens einmal im Jahr kündigen dürfen. Damit die Verteilnetzbetreiber die vollständige Marktöffnung nicht durch Transaktionskosten behindern können, dürfen sie die ihnen anfallenden Wechselkosten, seien es Netz- oder Energiekosten, dem betreffenden Endverbraucher nicht individuell anlasten.

Produktedeklaration: Der Bundesrat ist befugt, Stromanbieter – dazu zählen sowohl die Grundversorger als auch die Lieferanten im freien Markt – zur Bekanntgabe gewisser Angaben über den angebotenen Strom zu verpflichten.

Stromkennzeichnung: Bisher erfolgt die Hinterlegung der Herkunftsnachweise (HKN) auf Jahresbasis, d.h. die Stromkennzeichnung erfolgt in der Granularität eines ganzen Kalenderjahres. Es spielt dabei keine Rolle, zu welchem genauen Zeitpunkt innerhalb des Kalenderjahres die Produktion bzw. der Verbrauch erfolgt ist. Das heisst, dass zum Beispiel der Verbrauch im Winterquartal mit HKN aus dem Sommer gedeckt werden kann. Um die Übereinstimmungsperiode von Produktion und Verbrauch in der Stromkennzeichnung zeitlich anzuleichen und somit realitätsnäher und im Sinne einer verbesserten Transparenz abzubilden, wäre anstelle einer jährlichen auch eine quartalsweise oder monatliche Hinterlegung von HKN denkbar (monatliche Übereinstimmung von produzierten HKN mit dem im selben Monat entsprechenden Verbrauch). Die Stromkennzeichnung selbst muss dabei weiterhin wie bisher nur einmal jährlich mittels HKN vorgenommen werden.

Die Übereinstimmungsperiode von Produktion und Verbrauch ist in der Verordnung des UVEK über den Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung vom 1. November 2017 (HKS²⁹) geregelt, welche vom Departement zeitgleich im Rahmen der Verwaltungsänderungen zur Revision des StromVG voraussichtlich auf den Wert von einem Quartal angepasst werden wird. Die Periode für die Erfüllung des vorgeschriebenen Mindestanteiles an Schweizer erneuerbaren Energien in der Grundversorgung (Standardprodukt) kann grundsätzlich gleich oder grösser als die Übereinstimmungsperiode der Stromkennzeichnung gewählt werden. Ziel ist es, die Periode für die Erfüllung des Mindestanteiles im Standardprodukt mittelfristig an die Übereinstimmungsperiode von Produktion und Verbrauch in der Stromkennzeichnung anzuleichen. Die Herkunftsnachweise von erneuerbaren Energien werden dadurch in der Winterjahreshälfte einen höheren Wert erhalten.

Evaluation: Eine Evaluation der Entwicklung unter der vollständigen Marktöffnung erfolgt in dem regelmässigen durch das BFE zu erstellenden Bericht nach Artikel 27 Absatz 3 StromVV.

1.3.2 Speicherreserve

Absicherung des bestehenden Marktmodells: Im Grundsatz basiert der Strommarkt der Schweiz weiterhin auf einem Energy-Only-Markt, in dem die Marktsignale gestärkt werden. Die vollständige Marktöffnung leistet dazu einen wichtigen Beitrag. Die Versorgungssicherheit kann primär durch die Anbindung an die benachbarten Strommärkte und marktbasierend sichergestellt werden. Zur zusätzlichen Absicherung

²⁹ SR 730.010.1

der Schweizer Versorgungssicherheit im Energy-Only-Markt bei unvorhersehbaren ausserordentlichen Ereignissen (wie sehr extremen und andauernden Wetterlagen) soll eine *Speicherreserve* eingerichtet werden. Diese aktive Reserve ist als Ergänzung zum Energy-Only-Markt im Sinne einer Versicherung zu sehen: Primär wird die Versorgung durch reine Marktmechanismen gewährleistet; erst wenn diese Mechanismen versagen, kommt die Reserve zum Einsatz. Die Speicherreserve dient deshalb dazu, Energie ausserhalb des Marktes für ausserordentliche und für Marktakteure nicht absehbare kritische Knappheitssituationen zurückzuhalten. Sie soll als festes Element für die Versorgungssicherheit die bestehenden Instrumente ergänzen. Das grundsätzliche Rollenmodell und die bisherigen Verantwortlichkeiten und Zuständigkeiten für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit bleiben bestehen.

Speicherreserve für Energie: Da in der Schweiz die installierte Kraftwerksleistung wesentlich höher ist als die Spitzenlast, zielt die Reserve nicht darauf ab, dass zusätzliche Leistung installiert wird. Sie stellt in diesem Sinne deshalb auch keinen Kapazitätsmechanismus dar. Die Verfügbarkeit von Kraftwerksleistung wird in der Schweiz wesentlich durch die Bewirtschaftung der Speicherseen beeinflusst. Die Reserve soll daher in Form einer aktiven Speicherreserve ausgestaltet werden, die sicherstellt, dass in den kritischen Zeiten genügend Energie vorrätig ist (und mit der vorhandenen Kapazität tatsächlich produziert werden kann). Die Kraftwerksleistung wird nicht aus dem Markt genommen, sodass der Eingriff gering bleibt. Allerdings wird durch das Verbleiben im Markt auch kein Anreiz geschaffen, neue Kraftwerksleistung zuzubauen. Durch die Aufteilung der in der Reserve vorgehaltenen Energie auf mehrere Anbieter sollte die Energie auch ohne separate Vorhaltung der Leistung im Bedarfsfall ins Netz eingespiesen werden können (da im Extremfall weitgehend nur noch die in der Reserve gehaltene Energie verfügbar ist und daher die Produktionsleistung für die Reserve zur Verfügung steht). Die Reserve ist grundsätzlich technologieoffen auszugestalten. Alle potenziellen Anbieter von ans Schweizer Stromnetz angeschlossenen Speicherkraftwerken oder Speichern sollen an der Reserve teilnehmen können, sofern sie dafür technisch geeignet sind.

Kontrahierung und Vergütung: Die Reserve soll über ein wettbewerbliches Ausschreibungsverfahren durch die Swissgrid kontrahiert werden. Der Betreiber eines Speichers verpflichtet sich bei Zuschlag, während einer festgelegten Zeitdauer eine bestimmte Mindestenergiemenge im Speicher vorzuhalten. Dafür erhält er eine Vergütung. Separat vergütet wird ein allfälliger Abruf der Energie.

Ausgestaltungsfragen: Um die Marktmechanismen – die so umfassend als möglich die Versorgungssicherheit sicherstellen sollen – möglichst nicht zu stören, muss bei der Ausgestaltung der Reserve darauf geachtet werden, dass Reserve und Markt klar voneinander getrennt werden. Die Reserve soll grundsätzlich erst an dem Punkt zum Einsatz kommen, an dem der Markt nicht mehr in der Lage ist, Angebot und Nachfrage auszugleichen. Auf dem Weg zu diesem Punkt können (kurzfristig) auch sehr hohe Marktpreise resultieren, ohne dass der Abruf der Reserve notwendig und sinnvoll wäre. Erst wenn sich eine ausserordentliche Knappheitssituation abzeichnet, wird die Energie für einen Abruf auf Antrag der Swissgrid durch die ElCom grundsätzlich *freigegeben* (jedoch noch nicht abgerufen). Um Knappheitssituationen effektiv zu erkennen führt die Swissgrid ein Monitoring durch, welches einerseits die Netzsituation und andererseits die Energieverfügbarkeit im In- sowie Ausland abdeckt. Um eine

Wechselwirkung mit den Strommärkten auszuschliessen, soll der *effektive* Abruf, der durch die Swissgrid erfolgt, möglichst erst nach Handelsschluss (d.h. wenn die Möglichkeiten des Abgleichs durch die Märkte erschöpft sind) stattfinden. Die aus der Reserve abgerufene Energie geht dabei nicht direkt an die Marktakteure, sondern an den Systemführer Swissgrid über und wird eingesetzt, um bei fehlender Markträumung verbliebene Fehlstellungen in der Bilanz auszugleichen. Die Energie kommt damit nicht auf den Strommarkt. Am Ende der kontrahierten Reserveperiode (im Sommer, wenn die Verfügbarkeit von Energie aufgrund des Schmelzwassers kein Problem darstellt) kann die bis dann von den Speicherbetreibern zurückgehaltene Energie frei im Strommarkt eingesetzt werden. Die Reserve wird damit aufgelöst.

Dimensionierung: Der Bundesrat soll die Grundsätze zur Dimensionierung der Reserve festlegen. Er legt Kriterien für die Bestimmung der konkreten Vorhaltemenge in der Reserve fest. So könnte er eine Dauer festlegen, während der der Schweizer Strombedarf jederzeit vollständig aus inländischen Kraftwerken gedeckt werden können muss. Zudem definiert der Bundesrat die übrigen Parameter der Dimensionierung. Die ElCom errechnet anschliessend – aufgrund der bundesrätlichen Vorgaben und in Absprache mit der Swissgrid – die genaue Vorhaltemenge sowie den Vorhaltezeitraum, unter anderem indem sie sich auf eine umfassende Versorgungssicherheitsanalyse stützt. Die ElCom ist hierzu besonders geeignet, da sie in ihrer Rolle als unabhängige Überwacherin der Versorgungssicherheit die kurz- und mittelfristigen Risiken für das Schweizer Stromsystem kennt. Die ElCom definiert anschliessend in Absprache mit der Swissgrid die Eckpunkte der Ausschreibemodalitäten (insbesondere Entschädigung und allfällige Pönalen). Der Einbezug der Swissgrid hierzu ist wichtig, da diese über umfangreiche Kenntnisse über das Gesamtsystem (Netz, Erzeugung, Last) verfügt und sich angelehnt an den Bereich der Systemdienstleistungen auf relevante Erfahrungen (wie z.B. betreffend die Produktegestaltung) abstützen kann. Im Anschluss definiert die Swissgrid die spezifischen Produkte und führt jährlich die Ausschreibung der Reserve durch.

Transparenz und Kontrolle: Zur Sicherstellung der Transparenz des Systems und zur Kontrolle der effektiven Verfügbarkeit der Reserve sind gewisse Informationspflichten der an der Reserve teilnehmenden Betreiber vorzuschreiben.

Kostentragung: Ähnlich wie die Systemdienstleistungen dient eine Speicherreserve letztlich der Aufrechterhaltung der Systemstabilität. Die Reserve ist mithin eine Art Systemdienstleistung der Swissgrid und zählt daher zu ihren anrechenbaren Kosten, womit sie über das Netznutzungsentgelt des Übertragungsnetzes finanziert wird.

In nachfolgender Abbildung werden die wichtigsten Prozessschritte, die Hauptverantwortlichen sowie die Zeitpunkte der Schritte schematisch dargestellt.



Abbildung 11: Die wichtigsten Prozessschritte, die Hauptverantwortlichen sowie die Zeitpunkte der Schritte für die Speicherreserve (SG = Swissgrid). Hauptverantwortliche sind in fetter Schrift dargestellt, weitere direkt Involvierte in normaler Schrift. Zur Farbgebung: grau = einmaliger und vorbereitender Schritt; grün = Schritte finden im Normalfall jährlich statt; gelb = Schritt findet nur statt, wenn sich eine kritische Versorgungssituation abzeichnet, diese aber noch nicht eingetreten ist; rot = Schritt zum Abruf der Reserveenergie, falls sich effektive Knappheitssituation ergibt.

Evaluation: Eine Evaluation der Regelungen der Speicherreserve erfolgt durch das BFE, beispielsweise im Kontext des regelmässig zu erstellenden Berichts nach Artikel 27 Absatz 3 StromVV.

1.3.3 Stärkung der Verursachergerechtigkeit der Netznutzungstarifierung

Damit die Netzkosten den Endverbrauchern mit mehr Verursachergerechtigkeit auferlegt werden, dürfen die Netznutzungstarife der Netzebene 7 (Niedertarif) in Zukunft eine höhere Leistungskomponente (Rp./MW) aufweisen. Namentlich fällt die Mindestarbeitskomponente (Rp./kWh) für Endverbraucher in ganzjährig genutzten Liegenschaften ohne Leistungsmessung von 70 auf 50 Prozent.

Für den Fall, dass beim Endverbraucher eine Leistungsmessung installiert ist, besteht keine konkrete Vorgabe für den Mindestarbeitsstarif. Die Netznutzungstarife müssen aber so festgesetzt sein, dass Eigenverbraucher mit einem Jahresverbrauch von weniger als 50 MWh gesamthaft nicht mehr Netzkosten entrichten müssen, als wenn sie einen Mindestarbeitsstarif von 50 Prozent hätten. Hierdurch wird die Wirtschaftlichkeit der Eigenverbrauchslösungen angemessen mitberücksichtigt. Die Leistungskomponente kann im Netznutzungstarif somit umfassender und v.a. zeitdifferenziert, sprich dynamisch ausgestaltet werden. Dabei ist das Zusammenspiel mit den Flexibilitäten (und somit mit dem Verhalten der Eigenverbraucher) im Netz zu beachten: Auch Flexibilitäten in Last und Erzeugung können dazu genutzt werden, einen überdimensionierten physikalischen Netzausbau zu vermeiden.

Eine höhere Leistungskomponente setzt wirtschaftlich bessere Netznutzungsanreize, weil die Dimensionierung der Netzkapazitäten und damit die Netzkosten vorwiegend durch die (zeitgleiche) Höchstlast der Endverbraucher determiniert sind. Die Neuregelung entspricht deshalb dem Verursacherprinzip besser, da sie sich an den erstellten (= nachgefragten) Kapazitäten orientiert. Sie führt, weil die Endverbraucher ihren (zukünftigen) Netzanschlussbedarf entsprechend anpassen, zu tendenziell tieferen (individuellen) Höchstlasten und damit längerfristig tieferen Kosten für den Netzausbau.

Abgesehen von der Netztarifierung sollen die in der StromVV verankerten Wälzungsvorgaben verursachergerechter ausgestaltet werden. Die Wälzung der Übertragungskosten soll nicht mehr im Verhältnis 30 Prozent Arbeits-, 60 Prozent Leistungs- und 10 Prozent Grundtarif, sondern neu im Verhältnis 10 Prozent Arbeits- und 90 Prozent Leistungstarif erfolgen. Die Wälzung der Verteilnetzkosten soll anstelle im Verhältnis 30 Prozent Arbeits- und 70 Prozent Leistungs- ebenfalls im Verhältnis 10 Prozent Arbeits- und 90 Prozent Leistungstarif erfolgen.

Zudem soll sich die Berechnung der für die Wälzung massgebenden Energiewerte (relevant für die Arbeitskomponente im Tarif) im Verteilnetz ändern. Um der vermehrt dezentralen Elektrizitätseinspeisung und der damit einhergehenden Veränderung der Elektrizitätsflüsse zwischen den Netzebenen Rechnung zu tragen, soll anstelle des Bruttoprinzips neu das sog. Betragsnettoprinzip gelten. Dadurch werden die tatsächlich stattfindenden Energieflüsse besser berücksichtigt. Das Nettoprinzip bewirkt, dass nicht mehr vom «Verbrauch einer Netzebene» auf die «ihr zugeflossene Energie» geschlossen wird. Tiefere Netzebenen werden im Rahmen der Kostenwälzung entlastet, wenn die Elektrizität nicht von der oberen Netzebene bezogen, sondern direkt auf derselben Netzebene eingespeist wird (bspw. durch Photovoltaikanlagen). Zusätzlich werden durch das Betragsnettoprinzip neu auch Energieflüsse «von unten nach oben» berücksichtigt. Der Aufwand, welcher der höheren Netzebene durch solche Energierückspeisungen entsteht, soll der tieferen Netzebene in der Wälzung entsprechend angelastet werden. Am Ausspeiseprinzip (Art. 14 Abs. 2 StromVG) ändert sich dadurch nichts.

Das BFE wird die Auswirkungen der Änderungen der Vorschriften zur Anlastung der Netzkosten im Rahmen seiner regelmässigen Berichterstattung zuhanden des Bundesrates (Art. 27 Abs. 3 StromVV) beleuchten.

1.3.4 Sunshine-Regulierung

Im Rahmen der sogenannten Sunshine-Regulierung wird die ElCom umfassende Vergleiche der Verteilnetzbetreiber in ihrem Regulierungsbereich gemäss Artikel 22 Absätze 1 und 2 StromVG durchführen und die Ergebnisse auf ihrer Webseite der Öffentlichkeit zur Verfügung stellen. Hiermit wird mehr Transparenz geschaffen. Zudem sollen milde Effizienzsanreize gesetzt werden. Mit der Sunshine-Regulierung werden Tarifüberprüfungsverfahren nicht ersetzt, sondern ergänzt.

Zurzeit ist diese Erweiterung der kostenbasierten Regulierungspraxis in der Erprobung durch die ElCom. Um die Ergebnisse der Öffentlichkeit präsentieren zu können, bedarf es einer gesetzlichen Grundlage.

Die ElCom verfolgt bei der Anwendung des Transparenzinstrumentes „Sunshine“ einen mehrdimensionalen Ansatz. Dieser umfasst vor allem angemessene Kosten und Tarife, die Qualität in der Versorgung und den erstellten Dienstleistungen sowie die Umsetzung von Veröffentlichungs- und Bekanntgabepflichten. Die konkrete Ausgestaltung der jeweiligen Vergleiche wird der ElCom überlassen.

Da das geltende kostenorientierte System unzureichende Anreize für Investitionen in das Smart-Grid setzt, hat die ElCom auch einen Vergleich anzustellen, der Investitionen in intelligente Netze abbildet. Ein solcher Indikator, der die Indikatoren bezüglich der Netzkosten ergänzt, ist nötig, weil Investitionen in intelligente Netze Betriebskosten darstellen. Auf die Betriebskosten wird kein WACC bezahlt, sodass die Netzbetreiber im gegenwärtigen Regulierungssystem einen wirtschaftlichen Anreiz haben, kapitalkostenintensiv auszubauen. Zudem ist ein Indikator für die Messdienstleistungen zu schaffen, insoweit für diese kein Wahlrecht besteht.

Kommt es nicht zu genügenden Effizienzsteigerungen im Netzbereich mit entsprechenden Auswirkungen auf die Netzkosten, so unterbreitet der Bundesrat dem Parlament eine Gesetzesvorlage zur Einführung einer Anreizregulierung. Das BFE wird die Entwicklung der Netzkosten unter der Sunshine-Regulierung alle vier Jahren evaluieren.

1.3.5 Flexibilitäten

Zur besseren wirtschaftlichen Nutzung von Flexibilitäten, wie vor allem flexiblen Lasten und der volatilen dezentralen Erzeugung, bedarf es geeigneter regulatorischer Rahmenbedingungen, damit die Flexibilitäten kurz- bis mittelfristig im Markt integriert und zugleich als Mittel gegen Engpässe im Netz eingesetzt werden.

Grundsätze der Flexibilitätsnutzung: Das Recht zur Nutzung der Flexibilitäten, insbesondere wenn diese über intelligente Steuer- und Regelsysteme erfolgt, soll den jeweiligen Erzeugern, Speicherbetreibern oder Endverbrauchern zustehen. Wenn Dritte, auch Verteilnetzbetreiber, die Flexibilitäten nutzen wollen, müssen sie dies grundsätzlich vertraglich regeln. Dadurch wird eine klare Inhaberschaft definiert. Verteilnetzbetreiber können weiterhin die Flexibilität netzdienlich nutzen. Dafür bieten sie den Flexibilitätsinhabern einheitliche Vertragskonditionen an, welche die Möglichkeiten der Nutzung und die zugehörige Vergütung (bspw. durch reduzierte Netznutzungsentgelte oder über direkte Vergütungen) einheitlich für die erzeugungs- und verbrauchsseitige Flexibilität regeln. Vertraglich gewährte Möglichkeiten der Nutzung sollen den finanziellen Wert der Flexibilität reflektieren. Für grosse Verbraucher sind bilaterale individuelle Verträge zulässig.

Um den Netzausbau über die Nutzung von Flexibilitäten kostenseitig zu optimieren, sollen es Netzbetreiber vermeiden, andere, teurere netzseitige Massnahmen umzusetzen, indem sie in ihrem Netzgebiet vertraglich gesicherte Flexibilität nutzen und somit das Flexibilitätspotenzial in ihre Netzplanung einbeziehen. Dies entspricht der Umsetzung des NOVA-Prinzips (Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau), gemäss welchem zunächst der aktuelle Netzbetrieb optimiert wird, bevor eine Verstärkung der vorhandenen Leitungen und – als letzte Massnahme – ein Ausbau erfolgt.

Die effizienten Kosten, die durch die netzdienliche Nutzung von Flexibilitäten beim Netzbetreiber anfallen, sollen grundsätzlich anrechenbar sein.

Zudem werden garantierte Nutzungsrechte für die Netzbetreiber festgelegt: Für erzeugungsseitige Flexibilität sollen sie limitierte pauschale Möglichkeiten der Abregelung von Einspeisungen erhalten. Auch sollen sie das Recht einer überbrückenden Nutzung erhalten, wenn andere, bereits eingeleitete netzseitige Massnahmen noch nicht greifen. In beiden Fällen ist die Nutzung der Flexibilität zu vergüten. Ferner wird ihnen das Recht zugesichert, bei einer unmittelbaren erheblichen Gefährdung des sicheren Netzbetriebs Flexibilitäten zu nutzen. Eine solche Nutzung ist kostenfrei, ausser wenn es zumutbar gewesen wäre, die Gefährdung abzuwenden.

Weitere Ausgestaltung: Der Bundesrat legt pro Erzeugungstechnologie den abregel- oder steuerbaren Anteil an den garantierten Nutzungsrechten fest. Zudem kann er Transparenz- und Publikationspflichten für die Verteilnetzbetreiber wie auch Bestimmungen zum Schutz der Flexibilitätsinhaber festlegen. Auch soll er Vorgaben zu den Vertragsbedingungen machen dürfen, wenn ohne einen solchen Eingriff die netzdienliche Nutzung von Flexibilitäten durch Dritte (bspw. Aggregatoren) zu sehr eingeschränkt wird oder sich durch die Vertragsgestaltung kein Markt für Flexibilitäten entwickelt. Zudem sollen für alle Vertragspartner Vorgaben möglich sein, die einen Einbezug von negativen Auswirkungen der Flexibilitätsnutzung auf andere als die jeweiligen Vertragspartner ermöglichen.

Die ElCom ist im Bereich der netzdienlichen Flexibilität zuständig, sowohl im Streitfall als auch von Amtes wegen Entscheide über die garantierten Nutzungen und den Schutz der Flexibilitätsinhaber sowie über die Anpassung von missbräuchlichen Vergütungen zu treffen. Der Bundesrat kann zudem vorsehen, dass die ElCom eine Evaluation der Entwicklung bei den Flexibilitäten durchführt, welche v.a. deren Einsatz und Vergütung betreffen würde.

Nicht zu verwechseln ist die Regelung zur Flexibilität mit derjenigen über die *intelligenten Steuer- und Regelsysteme*, die bereits mit dem neuen EnG eingeführt worden ist (Art. 17b StromVG). Mit den intelligenten Steuer- und Regelsystemen, die eine immer stärkere Verbreitung finden, wird Flexibilität überhaupt erst richtig nutzbar. Insofern sind sie also das Werkzeug bzw. Gerät dazu (trotz einiger Vorschriften, v.a. in der StromVV, die durchaus die Nutzung betreffen). Fundamental bei der Regelung ist dabei der Grundsatz des sogenannten Opt-In, welcher den Betroffenen die Wahl lässt, ihre Gerätschaften durch einen Dritten steuern zu lassen. Ausnahme hierzu ist bisher der Eingriff des Netzbetreibers aufgrund des sicheren Netzbetriebs. Bei der *Flexibilität* handelt es sich hingegen um ein eigentliches Gut, wobei die StromVG-Regelung dessen Bewirtschaftung bzw. die damit verbundenen viel grundlegenden Ansprüche zum Inhalt hat. Eine Regelung zur Nutzung von Flexibilität ist deshalb nebst derjenigen zu den intelligenten Steuer- und Regelsystemen notwendig, sie muss allerdings auf die Regelung der intelligenten Steuerungen abgestimmt sein. Der Verweis auf den Artikel 17b StromVG stellt dies sicher und ermöglicht, dass Flexibilität in gewissen Fällen durch den Netzbetreiber genutzt werden kann, obwohl eben keine explizite Zustimmung zum Betrieb einer intelligenten Steuerung vorliegt.

1.3.6 Verbesserungen bei den Systemdienstleistungen

Anbieter von Systemdienstleistungen: Es wird entsprechend der gelebten Realität und der Intention des Gesetzgebers (vgl. Botschaft vom 3. Dezember 2004 zum StromVG³⁰) klargestellt, dass es grundsätzlich unerheblich ist, welche Art von Akteur der Swissgrid Systemdienstleistungen anbietet. Massgebend ist vielmehr, ob der Anbieter bzw. die Anbietergruppe die für die jeweilige Systemdienstleistung notwendigen technischen und betrieblichen Minimalanforderungen der Swissgrid erfüllt (sog. Präqualifikationsbedingungen). Je weiter der Anbieterkreis ist, desto höher ist tendenziell die Liquidität im Systemdienstleistungsmarkt. Dies erhöht die Versorgungssicherheit und führt auch zu günstigeren Beschaffungspreisen für die Swissgrid. Um der Zielsetzung der Energiestrategie 2050 gerecht zu werden, insbesondere der effizienten Nutzung von Energie, auch im Zusammenhang mit der Bereitstellung von Systemdienstleistungen, soll die Swissgrid verbrauchsseitig allerdings vorrangig Angebote mit effizienter Energienutzung berücksichtigen.

Regelzonenübergreifende Beschaffung von Systemdienstleistungen: Es wird klargestellt, dass die Swissgrid gemeinsam mit ausländischen Übertragungsnetzbetreibern über sogenannte ÜNB/ÜNB-Modelle Systemdienstleistungen (insbesondere Regelleistung und Regelleistung) beschaffen darf. In ÜNB/ÜNB-Modellen beschaffen die teilnehmenden Übertragungsnetzbetreiber Systemdienstleistungen weiterhin jeweils über ihre eigenen Ausschreibungen. Nach Beendigung der Ausschreibung werden die Gebote aber nicht direkt zugeschlagen. Vielmehr wird mit einem zentralen System unter Berücksichtigung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten die optimale Kombination an Geboten ermittelt. Die beteiligten Übertragungsnetzbetreiber erteilen sodann jeweils den Geboten, die gemäss dem zentralen System zu berücksichtigen sind, den Zuschlag. Dank eines solchen Modells ist es möglich, dass die Swissgrid volumenmässig mehr Gebote zuschlagen kann, als sie für die Regelzone Schweiz beschaffen müsste (bzw. umgekehrt weniger). Im Ergebnis kommt es zu einem gewissen Austausch von Systemdienstleistungen zwischen den teilnehmenden Übertragungsnetzbetreibern. Die beschriebenen Handlungsmöglichkeiten verringern aufgrund erhöhter Liquidität im Markt die Kosten der Systemdienstleistungen. Bei Versorgungsengpässen können ÜNB/ÜNB-Modelle zudem die Versorgungssicherheit stützen.

1.3.7 Abbau bestehender Ungleichbehandlungen im Inland

Nach Artikel 20 Absatz 3 StromVG kann der Bundesrat die Swissgrid verpflichten, für den Abruf von Regelleistung vorrangig Elektrizität aus erneuerbarer Energie einzusetzen, insbesondere aus Wasserkraft. Zudem geniessen bei der Zuteilung von Kapazitäten im Schweizer Übertragungs- und Verteilnetz die Lieferungen an Endverbraucher in der Grundversorgung sowie Lieferungen von Strom aus erneuerbaren Energien einen Vorrang vor anderen Lieferungen (Artikel 13 Absatz 3 StromVG). Diese Regeln sind weitgehend unpraktikabel und würden bei Umsetzung die Versorgung verteuern. Die Bestimmungen werden deshalb ersatzlos aufgehoben.

³⁰ BBl 2005 1611, hier 1659

1.3.8 Wahlfreiheiten im Messwesen

Für das Messwesen ist eine Klärung der Verantwortlichkeiten und der gesetzlichen Wahlfreiheiten vorgesehen. Grössere Endverbraucher (Jahresverbrauch von mindestens 100 MWh) sowie grössere Elektrizitätserzeuger und Speicherbetreiber (Anschlussleistung von mindestens 30 kVA), können ihren Anbieter frei wählen. Diese Endverbraucher sind besonders sensibel bezüglich der Daten- und Servicequalität sowie der Kosten der Messung und der nachgelagerten Dienstleistungen. Das Wahlrecht kommt rund 55 000 Messpunkten zu bzw. 22 TWh, was über einem Drittel des gesamten Endverbrauchs entspricht.

Das Wahlrecht gilt für die Verrechnungsmessung. Dazu gehören der Messstellenbetrieb und die Messdienstleistung. Die mit dem Netzbetrieb unmittelbar verknüpfte betriebliche Messung bleibt demgegenüber eine unentziehbare Aufgabe des Netzbetreibers.

Kleinere Endverbraucher, kleinere Elektrizitätserzeuger und kleinere Speicherbetreiber geniessen keine Wahlfreiheiten im Messwesen. Für sie bleibt ausschliesslich der lokale Verteilnetzbetreiber zuständig. Zu ihrem Schutz ist vorgesehen, dass das vereinnahmte Messentgelt anhand von Messtarifen ermittelt wird, welche die Netzbetreiber auf Basis der anrechenbaren Kosten für die Dauer eines Jahres festzulegen haben. Soweit wahlberechtigte Messkunden ihr Wahlrecht nicht ausüben, bleibt der lokale Netzbetreiber für die Verrechnungsmessung verantwortlich. Anders als bei den kleineren Messkunden ist er dabei nicht an die Messtarife gebunden. Die Überprüfung der Anrechenbarkeit der Messkosten, der Höhe der Messtarife und des gestützt darauf errechneten Messentgelts obliegt der EICom.

Das BFE wird die Wettbewerbssituation im Messwesen im Rahmen seiner regelmässigen Berichterstattung zuhanden des Bundesrates (Art. 27 Abs. 3 StromVV) untersuchen.

1.3.9 Massnahmen zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs

Die Netzbetreiber können ihre Aufgabe des sicheren Netzbetriebs (Art. 8 Abs. 1 Bst. a StromVG; vgl. Botschaft vom 3. Dezember 2004 zum StromVG³¹) nur mit Unterstützung weiterer Akteure vollumfänglich erfüllen. So müssen sich in einem Elektrizitätsnetz insbesondere Ein- und Auspeisungen jederzeit die Waage halten, ansonsten es zu Komplikationen im Netz kommt. Die Pflicht zur Unterstützung der Netzbetreiber bei Massnahmen zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs ergibt sich neu ausdrücklich aus dem Gesetz. Die Kosten von solchen Massnahmen können die Netzbetreiber nach Massgabe von Artikel 15 StromVG als anrechenbare Netzkosten geltend machen und somit über das Netznutzungsentgelt sozialisieren.

Gefährdungen des sicheren Übertragungsnetzbetriebs muss die Swissgrid mit den notwendigen Massnahmen begegnen. Da eine solche Gefährdung gleichzeitig eine Gefährdung des Gesamtsystems bedeutet, können die Kosten solcher Massnahmen

³¹ BBl 2005 1611, hier 1646

grundsätzlich schweizweit sozialisiert werden. Die Swissgrid muss die zur Vermeidung oder Beseitigung einer Gefährdung des sicheren Übertragungsnetzbetriebs notwendigen Massnahmen auf einheitliche Weise vertraglich vorbereiten (insbesondere mit geeigneten Verteilnetzbetreibern, Erzeugern und Endverbrauchern). Kommt eine solche Vereinbarung nicht zustande, kann die ElCom die Parteien zum Vertragsabschluss verpflichten und den notwendigen Mindestinhalt festlegen. Im Notfall, d.h. wenn eine erhebliche und unmittelbare Gefährdung des sicheren Übertragungsnetzbetriebs vorliegt, kann und muss die Swissgrid diese Massnahmen ausnahmsweise einseitig anordnen, falls sie entgegen der diesbezüglichen Pflicht nicht vertraglich vorbereitet worden sind. Solche Anordnungen müssen der ElCom anschliessend umgehend gemeldet werden. Schliesslich muss die Swissgrid Ersatzmassnahmen treffen, falls eine Massnahme nicht wie vereinbart oder angeordnet ergriffen wird. Dadurch verursachte Mehrkosten tragen die Säumigen.

1.3.10 Sicherstellung der schweizerischen Beherrschung bei der Swissgrid

Die Swissgrid ist nach Artikel 18 StromVG eine privatrechtliche Aktiengesellschaft (AG). Ihr Kapital und die damit verbundenen Stimmrechte müssen – was umgangssprachlich oft „schweizerische Beherrschung“ genannt wird – mehrheitlich den Kantonen und Gemeinden *gehören*, direkt oder indirekt. Diese Lösung ist das Resultat langer und intensiver Arbeiten des Parlaments. Andere Varianten, z.B. eine öffentlich-rechtliche Anstalt oder eine direkte Beteiligung der Kantone, wurden damals verworfen (letzteres v.a. wegen des Widerstands der Kantone). So wurden etliche EVU, die den Kantonen und Gemeinden gehören, Aktionäre der Swissgrid.

Die Kantone, Gemeinden und schweizerisch beherrschten EVU haben ein gesetzliches Vorkaufsrecht an den Swissgrid-Aktien. Diese Vorkaufsrechte sind das einzige gesetzliche Mittel, um die erwähnte Mehrheitsvorgabe zu sichern; sie tun dies aber nur bedingt. Im Übrigen ist für die Sicherung laut StromVG die Swissgrid selbst verantwortlich. Diese hat 2015 denn auch mit der Schaffung einer Aktienkategorie, die nur von Kantonen, Gemeinden und kantonal oder kommunal beherrschten Unternehmen gehalten werden darf, einen wichtigen Beitrag zur Sicherung der Mehrheitsvorgabe eingeführt. Noch immer fehlt es aber an einem Hebel für Fälle, in denen der Anteil der (kantonalen oder kommunalen) Mehrheit, der *indirekt* gehalten wird, gefährdet ist, weil bei einem Swissgrid-Aktionär seinerseits die Höhe der Beteiligung der öffentlichen Hand ändert. Will man das angehen, muss man legislatorisch eingreifen, zumal die Swissgrid selber hier machtlos ist. Das Anliegen, ein wirksames Instrument zur Sicherung der schweizerischen Beherrschung zu schaffen, besteht seit Längerem. Zuletzt haben die Kommissionen für Umwelt, Raumplanung und Energie beider Räte, veranlasst durch einen strittigen Fall einer Transaktion von Swissgrid-Aktien, zu einer Änderung des StromVG angesetzt, die entsprechende Vorlage³² dann aber sistiert – in Erwartung, dass der Bundesrat in der vorliegenden Revision des StromVG einen Vorschlag zum Thema macht, was nun erfolgt.

³² Parlamentarische Initiative «Kostentragungspflicht für Ausgleichsenergie. Gewährleistung einer sicheren Stromversorgung» (13.467), Vorlage 2

Vorgeschlagen wird hier ein Konzept, das zweistufig funktioniert. Erstens sollen die Vorkaufsrechte mit Blick auf das Ziel, einen Beitrag zur Sicherung der schweizerischen Beherrschung zu leisten, wirksamer gemacht werden. Dafür wird, neben einigen Optimierungen, eine Rangordnung der Vorkaufsberechtigten eingeführt: 1) Kantone, 2) Gemeinden und 3) schweizerische EVU. Zweitens wird – flankierend und subsidiär zum Präventiv-Instrumentarium – die Grundlage für eine Stimmrechts-Suspendierung geschaffen: Ist die StromVG-Mehrheitsvorgabe nicht mehr erfüllt, ruhen bei den Aktionären, die nicht entsprechend beherrscht sind, die Stimmrechte. Dieser Mechanismus kann ein Sinken der staatlichen Mehrheit unter 50 Prozent zwar nicht verhindern, beseitigt aber zumindest die wichtigste unerwünschte Folge.

Schliesslich wird eine stärkere personelle Entflechtung vorgeschlagen. In Geschäftsleitung und Verwaltungsrat sollen alle Mitglieder, und nicht nur eine Mehrheit (wie gemäss heutiger Vorgabe), von der Elektrizitätswirtschaft unabhängig sein.

Zum oben Skizzierten wurden auch Alternativen geprüft, v.a. aus Verhältnismässigkeitsgründen aber verworfen. Zur Sicherung der schweizerischen Beherrschung hätten z.B. relevante Aktientransaktionen einer Melde- und Bewilligungspflicht unterworfen werden können, was aber nur Wirkung zeigen würde, wenn auch Veränderungen in den indirekten Beteiligungsverhältnissen an der Swissgrid erfasst würden, also Änderungen im Aktionariat der Swissgrid-Aktionäre. Solch intensive Eingriffe in Sphären, die vom StromVG an sich nicht betroffen sind, wären kaum zu rechtfertigen. Ebenfalls verzichtet wird darauf, nebst den Stimmrechten auch andere Aktionärsrechte, so das Recht auf Dividende, zu suspendieren.

1.3.11 EICom

Die EICom erhält aufgrund der vorher dargestellten Neuerungen zusätzliche Aufgaben und Zuständigkeiten, z.B. die Missbrauchsaufsicht bei der Ersatzversorgung und bei der Flexibilitätsnutzung. Im Zusammenhang mit der Gefährdung des sicheren Betriebs des Übertragungsnetzes und bei der Speicherreserve greift sie wenn nötig hoheitlich ein. Bei Letzterer legt die EICom auch jährlich die Eckwerte fest.

Sodann gibt es Änderungen, die die EICom selbst betreffen. Die EICom wird als Regulator gestärkt, indem sie ein gesetzliches Beschwerderecht erhält. Damit kann sie beim Bundesgericht Urteile des Bundesverwaltungsgerichts anfechten, wenn dieses die vorangegangene Verfügung der EICom nicht gestützt hat. Ein solches Beschwerderecht haben zum Teil auch andere Behörden, die der EICom ähnlich sind. Das Instrument ist der EICom sehr wichtig, um ihre Aufgabe, die Überwachung und Durchsetzung der StromVG-Regeln für den Strommarkt, wirkungsvoll erfüllen zu können. Parallel dazu bleibt das Beschwerderecht des UVEK bestehen. So werden Regulatoraufgaben und Ministerialaufgaben klar auseinandergelassen. Gestrichen wird sodann das Weisungsrecht der EICom gegenüber dem BFE. Davon wurde nie Gebrauch gemacht und das Instrument ist systemisch ein Fremdkörper.

1.3.12 Datenaustausch und Informationsprozesse

Ein effizient organisierter Zugang zu Daten und Informationen spielt eine entscheidende Rolle für einen funktionstüchtigen Wettbewerb und neue, innovative Geschäftsmodelle im Strommarkt. Damit verhindert werden kann, dass Marktteilnehmer diskriminiert oder neue Marktteilnehmer am Eintritt in den Markt gehindert werden, müssen der Datenaustausch und die notwendigen Informationsprozesse zwischen den Netzbetreibern, den Messstellenbetreibern und den Messdienstleistern sowie den weiteren Akteuren im Markt geregelt sein. Von hoher Bedeutung sind eine einheitliche, sprich umfassend standardisierte Lösung und die rechtzeitige Übermittlung der Daten in der notwendigen Qualität. Deshalb müssen die Netzbetreiber sowie die beauftragten Messstellenbetreiber und Messdienstleister einander und den weiteren Beteiligten (v.a. neuen Stromlieferanten, Bilanzgruppenverantwortlichen, der Swissgrid und neuen Energiedienstleistungsunternehmen) alle Daten und Informationen rechtzeitig und unentgeltlich zur Verfügung stellen, die zur Abwicklung der stromversorgungsrechtlichen Prozesse (u.a. Netzbetrieb, Bilanzmanagement, Energielieferungen, Wechselprozesse, Rechnungsstellung) unabdingbar sind. Darüber hinaus ist der Datenzugang für berechtigte Dritte (Energiedienstleistungsunternehmen oder die Inhaber der Daten) zu organisieren. So kann die Digitalisierung im Energiesektor an Momentum gewinnen. Bei der Umsetzung sind niedrige Transaktionskosten wichtig. Insofern ist anzustreben, dass der heutige bilaterale Austausch, welcher durch viele Schnittstellen geprägt ist, eine massgebliche Vereinfachung erfährt. Damit die Wechselprozesse effizient abgewickelt werden können, ist eine Standardisierung der Prozesse und der Datenformate notwendig. Ob zugleich eine Reduzierung der Schnittstellen erfolgt, bleibt der Branche überlassen. In jedem Fall kann der Bundesrat den zeitlichen Ablauf und die Form der Übermittlung, das Datenformat sowie den näheren Inhalt der zur Verfügung zu stellenden Daten und Informationen regeln. In datenschutzrechtlicher Hinsicht ist zu betonen, dass Endverbraucher, Erzeuger und Speicherbetreiber Anspruch auf unentgeltliche Herausgabe all ihrer Mess- und Stammdaten haben.

Ob ein auf zahlreichen Schnittstellen beruhender Daten- und Informationsaustausch ein Zukunftsmodell sein kann, erscheint fraglich. Gegenwärtig zeigt sich im internationalen Umfeld vor dem Hintergrund einer zunehmenden Komplexität der Prozesse im Strommarkt sowie der zunehmenden Digitalisierung in der Stromversorgung, dass für einen qualitativ hochwertigen und effizienten Datenaustausch eine zentrale Lösung vorteilhaft ist.³³ Solche zentralen Ansätze werden gemeinhin als «Datahub» bezeichnet. Die überwiegende Zahl der europäischen Länder ist bereits auf solche Lösungen umgeschwenkt. Insbesondere wird auf Lösungen gesetzt, die Daten zentral bündeln und den relevanten Akteuren zur Verfügung stellen – über Zugriffsrechte, welche durch die Konsumenten vergeben werden. Dabei ist aufgrund der zentralen Rolle des Datenaustauschs im Wettbewerb die Wahl des Betreibers und die Eigentümerstruktur zu beachten. Diese soll derart erfolgen, dass Diskriminierungspotenziale vermieden werden, d.h. durch eine von den Netzbetreibern und den weiteren Akteuren

³³ THEMA (2018), Datahub Schweiz: Kosten-Nutzen-Analyse und regulatorischer Handlungsbedarf, Studie im Auftrag des BFE.

ausreichend unabhängige Eigentümer- und Betreiberstruktur. Sie sollte Neutralität sicherstellen. Die vorgesehene gesetzliche Regelung lässt Raum für die Errichtung eines solchen Datahubs, v.a. da sich bislang keine einheitliche standardisierte Lösung in der Schweiz abzeichnet. Volkswirtschaftlich ineffizient sind zudem parallele Systeme eines dezentralen Datenaustauschs und eines oder gar mehrerer Datahubs. Im Verlauf der Strommarktöffnung ist zu prüfen, wie sich die Organisation des Datenaustausches und dessen Diskriminierungsfreiheit, die Prozesse und die Datenqualität entwickeln. Sollte keine Konvergenz auf eine effiziente Lösung hin stattfinden und die Entwicklung unbefriedigend bleiben, so wird der Bundesrat eine geeignet dimensionierte zentrale Lösung, die verpflichtend ist, anstreben.

1.3.13 Datenweitergabe

Zur Vermeidung doppelter Datenbeschaffungen gewähren ElCom und BFE einander vorbehaltlich entgegenstehender Vorschriften gegenseitig Zugang zu den Daten, die die jeweils andere Behörde für die Erfüllung ihrer Aufgaben beschaffen dürfte.

Zudem wird die ElCom gesetzlich ermächtigt, der Swissgrid bei Gefährdung des sicheren Übertragungsnetzbetriebs die notwendigen Daten weiterzugeben. Dies ist heute mangels gesetzlicher Grundlage nur gestützt auf Vereinbarungen möglich, in denen die betroffenen Akteure der Weitergabe zustimmen. Im Rahmen von Vereinbarungen ist aber nur die Weitergabe von im Vornherein bestimmten Daten möglich, die zudem unter Umständen nicht die von der Swissgrid benötigte Aktualität aufweisen. Die ElCom muss die Betroffenen vorgängig über die Datenweitergabe informieren. Die Swissgrid muss die erhaltenen Daten vertraulich behandeln und darf sie nicht für andere Zwecke verwenden.

1.3.14 Datensicherheit im Smart-Grid

Der Zugriff auf Flexibilitäten bringt hinsichtlich der Datensicherheit gewisse Risiken mit sich; dies nicht nur, was die intelligenten Mess-, Steuer- und Regelsysteme an sich anbelangt, sondern auch in Bezug auf die damit zusammenhängende, nachgelagerte Infrastruktur. Deshalb besteht in technischer wie auch in organisatorischer Hinsicht eine Notwendigkeit, die zur Nutzung der Flexibilität notwendigen Systeme adäquat zu sichern. Die vorgesehene gesetzliche Regelung räumt dem Bundesrat die Kompetenz ein, das Verfahren zur Festlegung dieser Anforderungen zu regeln. Angedacht ist ein subsidiärer Regelungsansatz, wonach die Branche auf Basis einer behördlichen Risiko- und Schutzbedarfsanalyse und unter Berücksichtigung von relevanten nationalen und internationalen technischen Standards entsprechende Richtlinien über die Datensicherheit von Smart-Grid-Komponenten erlässt. Dieses Anforderungsprofil soll Grundlage der Ausgestaltung des Systems sein. Eine anerkannte Prüfstelle soll sicherstellen, dass die Systeme und/oder Komponenten diesen Anforderungen genügen, bevor sie tatsächlich eingesetzt werden. Dies erfolgt anhand einer obligatorischen Konformitätsprüfung. Schliesslich soll eine Fachstelle sicherstellen, dass die Prüfstelle qualitativ hochwertige Prüfungen durchgeführt hat.

1.3.15 Wassertausch mit Bahnunternehmen

Schliesslich wird ein Sonderfall des Zusammenspiels zwischen dem vom StromVG geregelten 50-Hz-Netz und dem von den schweizerischen Eisenbahnen betriebenen 16,7-Hz-Bahnstromnetz besser geregelt. Der Betrieb des 16,7-Hz-Netzes untersteht dem StromVG grundsätzlich nicht (Sonderregeln in der StromVV vorbehalten). Soweit das Bahnstromnetz hingegen Elektrizität aus dem 50-Hz-Netz bezieht, ist es Endverbraucher im Sinne des StromVG. In Fällen, in denen unter Beteiligung des Bahnstromnetzes Elektrizität produziert wird, scheint es jedoch nicht immer sachgerecht, dass das Bahnstromnetz als Endverbraucher gilt und Netznutzungsentgelt zu zahlen hat. Schon heute klärt deshalb die StromVV, dass das Bahnstromnetz bei gewissen mit dem Betrieb von (Pumpspeicher-)Kraftwerken zusammenhängenden Elektrizitätsbezügen nicht als Endverbraucher gilt. Dies dient dazu, dass 16,7-Hz-Einrichtungen zu gleichen Bedingungen Elektrizität erzeugen können wie 50-Hz-Einrichtungen.

Neu soll nun auch für den sogenannten Wassertausch eine Ausnahme statuiert werden. In reinen 50-Hz-Partnerkraftwerken mit Pumpspeicherung werden die Produktionspläne der Partner für den Betrieb des Kraftwerks konsolidiert. Wenn Partner A pumpen und Partner B zeitgleich produzieren (turbinieren) möchte, wird für das Kraftwerk nur der Nettowert der beiden Produktionsprogramme berücksichtigt. Diese Konsolidierung der Produktionsprogramme (Wassertausch) ist betriebs- und volkswirtschaftlich effizient und zwar auch in Partnerkraftwerken mit Pumpspeicherung und gemischter Erzeugung 50 Hz und 16,7 Hz (Abbildung 12). Bei gemischten Pumpspeicherkraftwerken führt der Wassertausch jedoch dazu, dass das Bahnunternehmen als Ersatz für den nicht produzierten Strom Elektrizität aus dem 50-Hz-Netz ins 16,7-Hz-Netz speisen muss. Dies ist ein Vorgang, der unter geltendem Recht als Endverbrauch gilt und für den dementsprechend Netznutzungsentgelt anfällt. Das macht den Wassertausch in gemischten Pumpspeicherkraftwerken unattraktiv. Diese Benachteiligung soll aufgehoben werden: Der im Zusammenhang mit einem Wassertausch aus dem 50-Hz-Netz getätigte Strombezug soll also nicht mehr als Endverbrauch gelten, damit die gesetzlichen Grundlagen dem energieeffizienten Konsolidieren innerhalb des Kraftwerks nicht entgegenstehen.

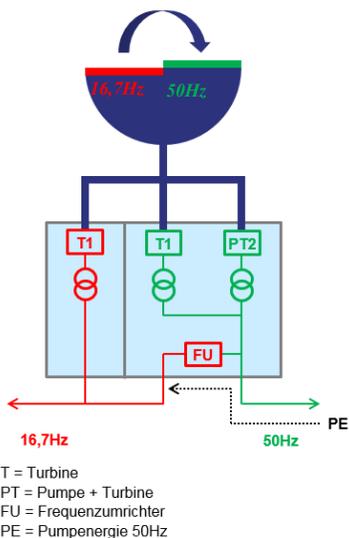


Abbildung 12: Darstellung des Wassertausches

Wie die Abbildung zeigt, verzichtet beim Wassertausch das Eisenbahnunternehmen (als 16,7-Hz-Partner) auf das Turbinieren seines Wasseranteils im oberen Speichersee eines Pumpspeicherkraftwerks und in gleichem Umfang sein 50-Hz-Partner auf das Hochpumpen. Im Tausch erhält der 50-Hz-Partner die Energiemenge vom Eisenbahnunternehmen, entsprechend dem Wasser, das hochgepumpt hätte werden sollen. Die Energie, die das Eisenbahnunternehmen anstelle der Eigenproduktion (Turbinieren) neu aus dem Netz bezieht, wird von den Netznutzungsgebühren befreit.

1.4 Begründung und Bewertung der vorgeschlagenen Lösung

Mit der vorliegenden Revision sollen der Strommarkt vollständig geöffnet, eine Speicherreserve eingeführt sowie die Netzregulierung verbessert werden. Weitere Massnahmen runden die Vorlage ab.

Die *vollständige Strommarktöffnung* ist ein wichtiges Element, um die Ziele bei der Ausgestaltung des Strommarkts (Effizienz, Versorgungssicherheit, marktseitige Unterstützung der Energiestrategie 2050) zu erreichen. Sie beseitigt die bisherigen Verzerrungen aus der Teilmarktöffnung und schafft eine umfassende Wahlfreiheit für alle Endverbraucher. Jeder kann zukünftig frei seinen Lieferanten wählen. Die Wahlfreiheit der heute gebundenen Endverbraucher führt zu mehr Effizienz. Die volle Marktöffnung fördert zudem grundlegend energiewirtschaftliche Produktinnovationen und ermöglicht neue Geschäftsmodelle. Durch das für die Grundversorgung vorgesehene Standardelektrizitätsprodukt, das sich in Bezug auf den Strommix an den Zielen der

Energiestrategie 2050 orientiert, werden die einheimischen Energien, insbesondere die Schweizer Wasserkraft und die neuen erneuerbaren Energien in der Schweiz, marktnah unterstützt. Das neue marktnahe Modell ist aufgrund der Wahlfreiheit kein Quotenmodell, bei welchem ein fester Zielwert an erneuerbarer Produktion und damit ein Eingriff in den gesamthaft in der Schweiz abgesetzten Strommix durch ein System mit Zertifikaten staatlich vorgegeben würde. Das Standardprodukt gibt nur vor, welcher Strom in der Grundversorgung standardmässig geliefert wird. Der Endverbraucher hat die Freiheit, ein anderes Produkt des Grundversorgers (sofern im Angebot) oder aber ein beliebiges Produkt eines anderen Anbieters im freien Markt zu wählen. In der Grundversorgung wird die Angemessenheit der Tarife nach wie vor von der ElCom geprüft. Der Austausch der für Lieferantenwechsel notwendigen Daten steht ebenfalls unter Aufsicht der ElCom und ist strafbewehrt. Im Weiteren ist zur Absicherung des notwendigen Datenaustauschs die Einrichtung eines diskriminierungs-freien Datenhubs denkbar, bei dem es aus wettbewerbllicher Sicht vor allem um die geeignete Wahl des Betreibers und die Ausgestaltung der Eigentümerstrukturen geht, um Diskriminierungsanreize zu vermeiden.

Der Strommarkt der Schweiz soll (wie bis anhin) im Grundsatz weiterhin auf einem *Energy-Only-Markt* basieren. Die Versorgungssicherheit der Schweiz kann primär durch die Anbindung an die benachbarten Strommärkte und somit marktbasierend garantiert werden. Zur weiteren Absicherung für unvorhersehbare Situationen soll zusätzlich eine *Speicherreserve* implementiert werden. Dies entspricht dem Ansatz einer volkswirtschaftlich angemessenen Versicherung. Die Speicherreserve wird als Energiereserve so ausgestaltet, dass sie auf das spezifische Risikoprofil der schweizerischen Stromversorgung zugeschnitten ist. Die schweizerische Stromversorgung zeichnet sich insbesondere durch die Saisonalität des Stromangebots aus der Wasserkraft sowie die Abhängigkeit von Zuflüssen in Speicherbecken und damit die Verfügbarkeit von Energie aus. Eine Ergänzung um die Speicherreserve ist aufgrund der hohen wirtschaftlichen Bedeutung der Versorgungssicherheit und hoher Kosten eines Blackouts vorteilhaft. Darüber hinaus sind derzeit keine weiteren Massnahmen aus Sicht der Versorgungssicherheit notwendig, da die erwähnte Versorgungssicherheitsanalyse (System-Adequacy-Analyse; vgl. Kap. 1.1.2.1) keinen Bedarf ausweist und weitere Optimierungen des Energy-Only-Marktes seitens Swissgrid in der Umsetzung sind. Hierzu zählen eine Optimierung des Ausgleichpreissystems, welche beanreizen soll, dass die Bilanzgruppen auf eine stärkere Ausgeglichenheit achten, sowie eine Verbesserung der Intraday-Liquidität durch eine Reduktion der Gate-Closure-Zeiten (Schlusszeiten für den Handel). Diese Massnahmen brauchen keine ergänzende gesetzliche Absicherung.

Im Rahmen der *Netzregulierung* gibt es diverse Defizite. Zur Notwendigkeit der Regulierung ist grundsätzlich anzuführen, dass Stromnetze ein natürliches Monopol darstellen. Sie sind somit wettbewerbsfreie Bereiche der Energiewirtschaft, bei denen ein selektiver staatlicher Eingriff geboten ist, um die Effizienz zu steigern und Diskriminierungen Dritter zu vermeiden. In der Revision kommt es zu einigen wichtigen Verbesserungen. Die gesamtwirtschaftlich bedeutendsten netzbezogenen Massnahmen betreffen die Netztarifierung, Verbesserungen in der kostenbasierten Regulierung (zunächst über eine Sunshine-Regulierung), die Einführung einer Flexibilitätsregulierung und die gesetzlichen Wahlfreiheiten im Messwesen:

-
- Bei der *Netztarifierung* soll ein höherer Leistungspreisanteil möglich werden, welcher auch zeitdifferenziert ausgestaltet werden kann. Dies entspricht dem Kostenentstehungsprinzip und ist verursachergerechter. Infolge der Anpassungen sinken längerfristig die Kosten des Netzausbaus, da die Verursacher umfassender für die Netzkosten aufkommen und ihren Netzanschlussbedarf dahingehend anpassen werden.
 - Die *Sunshine-Regulierung* wird heute von der EICom bereits erprobt, detaillierte Ergebnisse können aber mangels Rechtsgrundlage noch nicht veröffentlicht werden. Ihr wesentlicher Vorteil ist die Schaffung einer deutlich höheren Transparenz bei geringem zusätzlichem Aufwand. Der Druck der öffentlichen Wahrnehmung, welcher durch die Veröffentlichung von netzbetreiberspezifischen Indikatoren ausgeht, soll Anreize zur Effizienzverbesserung setzen. Zudem vereinfachen es die ausgewerteten Daten der EICom, die Kosten vertieft zu prüfen, sofern mehrere relevante Indikatoren auf eine unerwünschte Entwicklung hinweisen. Kommt es nicht zu einer genügenden Effizienzsteigerung im Netzbereich, die sich entsprechend auf die Netzkosten auswirkt, so soll zu einer Ex-ante-Regulierung in Form einer Anreizregulierung übergegangen werden, wie sie in der EU der Standard ist.
 - Bei der *Regulierung der Flexibilität* wird erstmals eine Inhaberschaft der Flexibilität geschaffen und es werden Anreize zur Entwicklung eines Flexibilitätsmarktes gesetzt. Die Wirkungen dieser Massnahmen sind gesamtwirtschaftlich vorteilhaft, da Flexibilitäten längerfristig als Alternative zum Netzausbau zu sehen sind. Zudem können sie auch im Strommarkt vorteilhaft eingesetzt werden. Diese Massnahme fördert neue Geschäftsmodelle wie insbesondere solche von Aggregatoren und virtuellen Kraftwerken, welche die Potenziale kleinerer Flexibilitätseinheiten (wie bspw. Haushalte usw.) bündeln. Insbesondere für die Eigenverbraucher werden so Anreize gesetzt, die erheblichen Flexibilitätspotenziale zu nutzen. Dadurch können Netzbetreiber Kosten sparen und Eigenverbraucher zusätzliche Einkünfte erzielen. Die grundsätzliche Anrechenbarkeit der Kosten, welche durch den Einsatz der Flexibilität anfallen, wie auch die notwendige Berücksichtigung der Flexibilität bei der Netzplanung sichern ab, dass Netzbetreiber auch einen wirtschaftlichen Anreiz haben, Flexibilitäten zu nutzen. Zudem werden garantierte Nutzungsrechte der Verteilnetzbetreiber festgelegt, die im Rahmen der rechtlich gesicherten Abregelungs- und Steuerungsmöglichkeiten zu einem optimierten Netzausbau führen.
 - *Wahlfreiheiten im Messwesen* führen zur Verbesserung der Effizienz bei den wahlberechtigten Kundengruppen. Bei den Messdienstleistungen und dem Messstellenbetrieb ist die Situation bezüglich Preisen und die Qualität der von den Netzbetreibern angebotenen Leistungen bislang teilweise unbefriedigend (v.a. für grössere Endverbraucher). Insbesondere bei den Grosskunden kann sich durch die Wahlfreiheiten ein liquider Markt entwickeln; dies zeigen Erfahrungen im Ausland (z.B. in Deutschland, Grossbritannien oder den Niederlanden). Überhöhte Messkosten können zudem den Zubau von Anlagen zur Nutzung der neuen erneuerbaren Energien verhindern; eine unzureichende

Datenqualität kann Geschäftsmodelle, die auf Datenverfügbarkeit basieren, in Frage stellen.

Durch die *weiteren Massnahmen* werden weitere Regelungsdefizite des geltenden Rechts angegangen; insbesondere wird die Versorgungssicherheit in Notfällen verbessert. Die ElCom wird partiell gestärkt, indem sie selber vor dem Bundesgericht ihre Expertise bei Beschwerdefällen einbringen kann. Dies ist aufgrund der zunehmenden Komplexität der regulatorischen Materie von Vorteil.

Durch die volle Marktöffnung ist insgesamt mit qualitativen Zugewinnen in der Schweizer Volkswirtschaft und zusätzlichen Effizianzanreizen für die Strombranche zu rechnen. Die Marktöffnung sichert zudem die weitere Integration der Schweiz in den europäischen Markt ab und somit grundlegend die Schweizer Versorgungssicherheit. Das marktnahe Modell stützt die Umsetzung der Energiestrategie 2050; die zusätzliche Absicherung der Versorgungssicherheit über eine Speicherreserve wird mit geringen volkswirtschaftlichen Kosten umgesetzt. Die weiteren vorwiegend netzbezogenen Massnahmen weisen insgesamt einen geringen Umsetzungsaufwand und wesentliche Vorteile auf.

1.5 Abstimmungen Aufgaben und Finanzen

Mit der Speicherreserve werden neue Aufgaben für die Swissgrid geschaffen. Diese Aufgaben knüpfen an deren Systemverantwortung für die Schweiz an. Mit der Erfüllung dieser Aufgaben wird die Versorgungssicherheit auch in unerwarteten Extremfällen abgesichert. Der Zusatzaufwand in der Höhe eines geringen zweitstelligen Millionenbetrages lohnt sich, wenn man die hohen volkswirtschaftlichen Kosten eines Blackouts bedenkt. Die Speicherreserve ist als zusätzliche Versicherung für die Gewährleistung der Schweizer Stromversorgung zu sehen.

1.6 Rechtsvergleich, insbesondere mit dem europäischen Recht

Die Strommärkte in der EU sind mit dem zweiten Energie-Binnenmarktpaket der EU im Jahr 2007 grundsätzlich vollständig geöffnet worden, nachdem die entsprechenden EU-Richtlinien bis 2004 bzw. 2007 national umzusetzen waren. Im Rahmen der Weiterentwicklung der europäischen Strommärkte sind vor allem die umfassenden Reformen durch das sogenannte Clean Energy Package (CEP) von zentraler Bedeutung, die v.a. die Erreichung der Ziele des Klimaübereinkommens von Paris und eine Intensivierung des gemeinsamen Marktes absichern sollen.

Massnahmen des Clean Energy Packages (CEP)

Bei den Massnahmen des CEP stehen eine höhere Energieeffizienz, eine umfassendere Teilhabe der Kleinkunden am gemeinsamen Markt und eine wettbewerbskompatible Sicherstellung der Versorgungssicherheit im Vordergrund. Das Reformpaket befindet sich bis zum Ende des Jahres 2018 in der Abstimmung zwischen den politischen Institutionen der EU (sog. Trilog zwischen Rat, Parlament und Kommission).

Mit einem Inkrafttreten ist im Jahr 2019 zu rechnen. Zugleich strebt die EU ab 2019 eine effektive Verringerung der EU-ETS-Zertifikate an, um die Steuerwirkung des CO₂-Preises zu erhöhen.

Die wichtigsten Reformelemente werden nachfolgend dargestellt:

Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien und der Energieeffizienz

Mittels einer Revision³⁴ der Richtlinie 2009/28/EG³⁵ will die EU das Ziel eines Anteils erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch von mindestens 32 Prozent erreichen. Hierzu soll im Stromsektor der Anteil der erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2030 auf mindestens 45 Prozent steigen. Die Unterstützungsmechanismen für erneuerbare Energien sind in einer wettbewerblichen, nicht diskriminierenden und kosteneffizienten Weise auszugestalten. Sie sollen zumindest zu 10 Prozent für neu ausgedachte Projekte aus anderen Mitgliedstaaten offen sein. Gefordert wird zudem eine verbindliche EU-weite Steigerung der Energieeffizienz um mindestens 32,5 Prozent bis 2030. Das verbindliche Ziel auf EU-Ebene soll mit Hilfe nationaler indikativer Ziele erreicht werden.

Revision der Strombinnenmarktregulierung

Eine Revision³⁶ der Richtlinie 2009/72/EG³⁷ soll einen marktbasierten, verbraucherzentrierten und flexiblen Strombinnenmarkt stärken. Vorrangig sollen die Rollen und Rechte der Konsumentinnen und Konsumenten gestärkt werden, damit Kleinverbraucher aktiver am Markt teilnehmen können. In diesem Kontext soll die revidierte Richtlinie einen marktorientierten Rahmen für die Eigenerzeugung sowie die Zwischenschaltung von Aggregatoren setzen. Ferner konkretisiert sie die Aufgaben und Pflichten von Übertragungsnetz- und Verteilnetzbetreibern. Regulierte Endkundenpreise sollen weitestgehend auslaufen und effiziente Anreize zu Netzbetrieb und -planung gesetzt werden.

³⁴ Vgl. Pressemitteilung der Europäischen Kommission vom 14. Juni 2018 (<http://ec.europa.eu> > Pressedienste > Pressemitteilungen und Benachrichtigungen > Datenbank für Pressemitteilungen > Europe leads the global clean energy transition: Commission welcomes ambitious agreement on further renewable energy development in the EU).

³⁵ Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, ABl. L 140 vom 5.6.2009, S. 16.

³⁶ Vorschlag der Europäischen Kommission vom 23. Februar 2017 für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung), COM(2016) 864 final.

³⁷ Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, ABl. L 211 vom 14.8.2009, S. 55.

Im Rahmen einer neuen Strombinnenmarktverordnung³⁸ sollen die Marktmechanismen gestärkt werden. Dazu sollen u.a. die Bilanzkreisverantwortung für alle Marktteilnehmer erhöht, der Kurzfristhandel verbessert, Redispatch (gezielte Eingriffe in die Erzeugungsleistung von Kraftwerken, um Leitungsabschnitte vor einer Überlastung zu schützen) und Abregelung marktbasierend geregelt sowie die Preiszonen engpassorientiert überprüft werden. Ferner sollen Mitgliedstaaten nationale Mechanismen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit (Kapazitätsmechanismen) mit den Nachbarländern und der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER) abstimmen müssen. Solche Mechanismen sind als letzte Massnahme zu bedenken und dürfen nicht zu Marktverzerrungen oder Behinderungen des grenzüberschreitenden Handels führen. Die Entscheidung für oder gegen einen bestimmten Kapazitätsmechanismus soll in den Mitgliedstaaten auf einem EU-weiten System-Adequacy-Assessment basieren, sodass ein solcher Mechanismus nur bei nachgewiesenen Versorgungssicherheitsproblemen unter Einbezug des europäischen Umfeldes implementiert werden könnte. Bei einer solchen Implementierung soll auch die Teilnahme von ausländischen Anbietern möglich sein. ACER soll die verwendete Methodologie genehmigen. Ein Kapazitätsmarkt darf auch nicht dauerhaft eingerichtet werden und ist alle fünf Jahre zu genehmigen. Vorrangig sollen die Mitgliedstaaten bei belegten Versorgungssicherheitsproblemen die Einführung einer strategischen Reserven bedenken, die ausserhalb des Marktes vorzuhalten ist.

Versorgungssicherheit und Risikovorsorge

Eine neue Verordnung zur Risikovorsorge³⁹ soll verpflichtende nationale Risikovorsorgepläne vorsehen, welche alle drei Jahre auf Basis einheitlicher regionaler Szenarien erstellt werden und einen nationalen Teil sowie einen regionalen Teil beinhalten. Zusätzlich zu den nationalen Risikovorsorgeplänen soll die Vereinigung der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (European Network of Transmission System Operators, ENTSO-E) saisonale System-Adequacy-Assessments für ganz Europa (Drittstaaten werden explizit einbezogen) durchführen, um die Wahrscheinlichkeit von kurz- und mittelfristigen Krisen besser abschätzen zu können.

Relevanz von EU-Recht im Falle eines Stromabkommens

Sollte das in Verhandlung befindliche Stromabkommen zu einem Abschluss kommen, würde das EU-Recht zum Elektrizitätsbinnenmarkt für die Schweiz unmittelbar massgebend, ebenso Regeln zu staatlichen Beihilfen. Die vorliegende Revision ist nicht die Schweizer Umsetzungsvorlage für das Stromabkommen. Eine solche wird es im Zuge eines Abkommens indes brauchen. Deren allfällige Koordination mit der Revisionsvorlage, die Gegenstand des vorliegenden Geschäfts ist, wird zu gegebener Zeit

³⁸ Vorschlag der Europäischen Kommission vom 23. Februar 2017 für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung), COM(2016) 861 final.

³⁹ Vorschlag der Europäischen Kommission vom 30. November 2016 für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über die Risikovorsorge im Elektrizitätssektor und zur Aufhebung der Richtlinie 2005/89/EG, COM(2016) 862 final.

erfolgen müssen, d.h. wenn bezüglich Stromabkommen ausreichend Klarheit (zeitlich, inhaltlich) herrscht. Obwohl der vorliegende Entwurf also nicht die Umsetzungsvorlage zu einem Abkommen ist, sollen die Neuerungen grösstmöglich konform mit EU-Recht sein, um spätere Anpassungen möglichst zu vermeiden. Bei einzelnen Massnahmen kann freilich nicht mit Sicherheit gesagt werden, ob sie EU-konform sind. Die Verhandlungen mit der EU bilden den Rahmen, um solche Fragen zu erörtern.

Mit Blick auf die EU sind v.a. die folgenden geplanten Neuerungen relevant:

- *Volle Marktöffnung und Grundversorgung*: Gemäss dem Entwurf wird die Angemessenheitsprüfung in der Grundversorgung auf eine Vergleichspreisbetrachtung hin orientiert (Marktpreise statt Gesteuerungskosten als Referenz), wobei wegen der geschaffenen Wahlmöglichkeiten für die Endverbraucher keine systematische Überprüfung durch die ECom erfolgen soll. Zudem wird auch ein weiteres Element der Grundversorgung interessieren, nämlich das in der Grundversorgung angebotene Standardprodukt aus einheimischen erneuerbaren Energien. Der EU ist aufzuzeigen, dass dieses Standardprodukt ein Beitrag an die Förderung erneuerbarer Energien ist und nur einen minimalen Markteingriff darstellt, da der Grundversorger frei ist, andere, z.B. günstigere Produkte anzubieten, und die Endverbraucher die Möglichkeit haben, ein solches anderes Produkt (beim gleichen Grundversorger) zu wählen oder den Lieferanten zu wechseln. Das Element scheint, eingebettet in das ganze System «Marktöffnung/Grundversorgung» EU-rechtlich vertretbar. Anlässlich einer ersten Diskussion zur geplanten Ausgestaltung der Grundversorgung hat die EU jedenfalls keine Kritik an diesem Element vorgebracht. Wichtig sind der EU indes die Wechselfristen, die der Bundesrat festlegen soll (vgl. Art. 13a). Die Frist der jetzt angedachten Regelung, wonach ein Wechsel in die Grundversorgung (oder aus dieser heraus) einmal jährlich möglich sein soll, hält die EU im Lichte des EU-Rechts für zu lang; in den Mitgliedstaaten gelten allerdings teilweise auch lange bzw. unterschiedlich lange Fristen.
- Für die *Speicherreserve* sind nach der Praxis der EU aktuell die Regeln über staatliche Beihilfen anwendbar. Die EU hat bisher alle Kapazitätsmärkte, wozu sie bislang auch alle Formen strategischer Reserven zählt, genehmigt, teilweise nach Anpassungen; die Regeln werden aber zusehends strenger. Die Schweiz wird v.a. darlegen müssen, dass ein Bedarf besteht, und sie kann dabei auf den generellen Versicherungscharakter der Reserve hinweisen.

In der EU selbst ist die volle Marktöffnung seit 2007 Realität, wobei es bei der Ausgestaltung in den einzelnen Staaten erhebliche Unterschiede gab. Mitunter hielten sich – entgegen den Vorgaben und Vorstellungen der EU-Kommission – hartnäckig Preisregulierungen. Die meisten Staaten haben sodann bislang am Energy-Only-Markt festgehalten, zahlreiche von ihnen haben jedoch ergänzend Kapazitätsmärkte oder strategische Reserven eingeführt. Das EU-Elektrizitätsbinnenmarktrecht kennt auch nach wie vor zahlreiche Gebiete ohne Vorgaben. So entscheiden die Mitgliedstaaten z.B. selber, ob sie das Messwesen liberalisieren. Einige Staaten (z.B. Deutschland) haben das getan, viele aber auch nicht. Regeln hat die EU derweil zu den Smart-Metern erlassen (wie in der Schweiz aufgrund der Energiestrategie 2050).

1.7 Umsetzung und Evaluation

Im Bereich des Stromversorgungsrechts spielt das Subsidiaritätsprinzip eine wichtige Rolle. Dies soll weiterhin so bleiben, auch bei der Umsetzung dieser Vorlage. Soweit nötig wird der Bundesrat Ausführungsbestimmungen erlassen oder aber – bei Regelungen besonders technischer oder administrativer Natur – den Erlass solcher Bestimmungen bis auf Stufe Bundesamt delegieren (Art. 30 Abs. 3 StromVG). Er wird dabei auch dem Subsidiaritätsprinzip Rechnung tragen. Artikel 3 Absatz 1 StromVG bestimmt, dass der Bund in der Umsetzung des Gesetzes insbesondere mit den Organisationen der Wirtschaft zusammenarbeitet. Bestehende Prozesse, Vereinbarungen, Wissen und vorhandene Strukturen sollen optimal genutzt werden. Freiwillige Massnahmen der Branche zur Erfüllung der Ziele des StromVG werden sowohl beim Erlass von neuen Regelungen (etwa auf Verordnungsebene) als auch beim Vollzug berücksichtigt. Soweit möglich und nötig werden solche Massnahmen und Vereinbarungen der Branche denn auch ins Ausführungsrecht übernommen.

Der Elektrizitätswirtschaft soll insgesamt der zur Erfüllung ihrer Aufgabe notwendige Handlungsspielraum belassen werden. Umgekehrt ist die Elektrizitätsbranche gefordert, im gegebenen Rahmen allgemein akzeptierte Konzepte und Vorschläge zur Umsetzung des StromVG zu erarbeiten. Von praktischer Relevanz ist dies besonders bei der Umsetzung der vollen Marktöffnung: Die Branche hat namentlich Lösungen zur Gewährleistung und Sicherstellung des diskriminierungsfreien Netzzugangs in der Praxis zu erarbeiten. Dabei ist darauf zu achten, dass sowohl der Netzzugang der kleinen Endverbraucher nicht durch administrative, technische oder kostenbedingte Hürden unverhältnismässig erschwert wird, als auch, dass neu in den Markt eintretende Lieferanten nicht benachteiligt werden. Die Voraussetzungen, die erfüllt sein müssen, damit Haushalte und Kleinunternehmen von der freien Lieferantenwahl tatsächlich Gebrauch machen, unterscheiden sich ganz wesentlich von jenen, die in der ersten Marktöffnungsetappe zum Teil auf Verordnungsebene, zum Teil in Branchenvereinbarungen festgelegt wurden. Insbesondere sollten in einem vollständig geöffneten Markt die Modalitäten für den Lieferantenwechsel vereinfacht werden. Wichtig in diesem Zusammenhang ist die Entwicklung von massentauglichen, diskriminierungsfreien Vertragsbedingungen für Lieferanten und Endverbraucher und die Festlegung von einheitlichen, standardisierten Datenformaten. Der Aufwand der Endverbraucher bei einem Wechsel des Lieferanten muss insgesamt gering gehalten werden. Kleine Endverbraucher sollen wenn möglich alle für den Wechsel zu einem anderen Lieferanten notwendigen Schritte zusammen mit einem einzigen Ansprechpartner vornehmen können.

Auch bei der Flexibilitätsregulierung ist die Branche gefordert. Sie muss im Zusammenhang mit der Netzplanung das Potenzial der Nutzung von Flexibilität berücksichtigen. Anschliessend muss sie insbesondere Regelungsdetails sowie die konkreten Methoden für die Bepreisung und Inanspruchnahme der Flexibilität erarbeiten. Ergänzend ist über die Branchenregelungen sicherzustellen, dass die Inhaber von Flexibilitäten bei deren Einsatz von den Verteilnetzbetreibern nicht diskriminiert werden. Zudem soll die Branche Regeln festlegen, welche die externen Effekte des Flexibilitätseinsatzes auf andere Marktteilnehmer angemessen berücksichtigen.

Evaluiert werden die in dieser Vorlage vorgeschlagenen Massnahmen mittels der bewährten Prozesse zur Untersuchung der Wirkungen des StromVG. Eine zentrale Rolle spielt dabei die ElCom, welche als Regulator die Entwicklungen an den Elektrizitätsmärkten und die Lage im Bereich der Versorgungssicherheit beobachtet und wenn nötig darauf reagiert. Die Erkenntnisse des Regulators fliessen denn auch in den Bericht über Zweckmässigkeit, Wirksamkeit und Wirtschaftlichkeit der Massnahmen des StromVG ein, den das Bundesamt für Energie regelmässig zu Händen des Bundesrats erstellt (Art. 27 Abs. 3 StromVV). Neu hinzu kommt in diesem Kontext die Evaluation der Entwicklung der Effizienz und Kosten im Netzbereich unter der Sunshine-Regulierung, welche das BFE alle vier Jahre durchzuführen hat. Diese bildet für den Bundesrat die Grundlage zu seiner Entscheid, ob er dem Parlament eine Vorlage zur Einführung einer Anreizregulierung unterbreitet.

1.8 Erledigung parlamentarischer Vorstösse

Der Bundesrat beantragt, den folgenden parlamentarischen Vorstoss abzuschreiben:

2012 M 12.3253 Angemessene Rendite für den Umbau des Energiesystems
(N 15.6.12, Gasche; S 13.12.12)

Die Motion verlangt, dass zur Festlegung der Stromtarife für die Grundversorgung die Marktpreise und nicht mehr die Gestehungskosten oder langfristige Bezugsverträge heranzuziehen sind. Im Rahmen der vollen Marktöffnung kommt der Bundesrat diesem Anliegen nach. Die ElCom prüft auf der Basis von Vergleichspreisen von Angeboten im freien Markt und weiteren Kriterien, ob die Tarife in der Grundversorgung angemessen sind.

Der Nationalrat hat am 11. September 2018 die vom Ständerat in der Frühjahrssession 2018 gutgeheissene Motion «Investitionsanreize für den langfristigen Erhalt der Schweizer Stromproduktionsanlagen» (18.3000) angenommen. Damit hat das Parlament den Bundesrat beauftragt, im Rahmen der Revision des StromVG Vorschläge zu unterbreiten, um Investitions- oder Reinvestitionsanreize für den langfristigen Erhalt der Schweizer Stromproduktionsanlagen, insbesondere der Wasserkraft, zu schaffen. Die Kernenergie ist davon ausgenommen. Unter diesem Vorbehalt soll die Ausgestaltung technologieneutral und auf Basis von Marktmechanismen erfolgen. Angesichts der zeitlichen Vorgaben kann der Bundesrat diesen Auftrag in der Vernehmlassungsvorlage nicht umsetzen, soweit er über das Standardprodukt in der Grundversorgung hinausgeht. Die zeitlichen Vorgaben ergeben sich aus Artikel 30 Absatz 5 EnG, mit welchem das Parlament den Bundesrat beauftragt hat, ihm bis 2019 einen Erlassentwurf zur Einführung eines marktnahen Modells für die Wasserkraft zu unterbreiten. Diesen Auftrag setzt der Bundesrat mit dem vorliegenden Erlassentwurf um. Eine Verschiebung des Vernehmlassungsverfahrens würde es dem Bundesrat verunmöglichern, die Botschaft dazu noch 2019 zu verabschieden.

Der Nationalrat hat im Weiteren am 8. März 2018 die Motion «Revision des StromVG. Etablierung einer strategischen Reserve» (17.3970) sowie die Motion «Strommarkt 2.0. Strommarktliberalisierung, zweiter Schritt» (17.3971) angenommen. Der Ständerat hat diese Motionen noch nicht behandelt.

2 Erläuterungen zu einzelnen Artikeln

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

Mit der Anpassung in *Buchstabe e* wird nicht eine materielle Änderung vorgenommen, sondern eine Klarstellung, um die gelebte Realität abzubilden. Regelenergie wird der Swissgrid nicht nur erfolgreich von Kraftwerken angeboten, sondern auch von Endverbrauchern oder Speichern. Massgebend ist nicht, wer Systemdienstleistung anbietet, sondern ob die Präqualifikationsbedingungen der Swissgrid erfüllt werden. Es wird daher kein bestimmter Akteur mehr erwähnt (vgl. auch Änderung bei Art. 20 Abs. 2 Bst. b).

In *Buchstabe g* wird in der französischen und italienischen Fassung eine rein redaktionelle Anpassung vorgenommen.

Die neuen gesetzlichen Bestimmungen zum Messwesen (insbesondere Art. 17a und Art. 17a^{bis}) sehen Wahlfreiheiten im Bereich der Verrechnungsmessung vor. Eine begriffliche Klärung der verschiedenen Arten von Messung wird daher wichtig. Zur Verrechnungsmessung gehören sowohl der Messstellenbetrieb als auch die Messdienstleistungen; beide Begriffe erhalten in *Buchstaben k und l* eine Legaldefinition. Die Verrechnungsmessung dient Abrechnungszwecken. Sie umfasst also diejenigen Aktivitäten, welche zur Erfassung der Elektrizitätsflüsse und der elektrischen Leistung an den Messpunkten notwendig sind, sodass insbesondere das Netznutzungsentgelt korrekt in Rechnung gestellt werden kann.

Von der Verrechnungsmessung abzugrenzen ist die betriebliche Messung gemäss *Buchstabe m*. Das Gesetz erwähnt sie als Teil der Systemdienstleistungen (Art. 4 Abs. 1 Bst. g). Die betriebliche Messung umfasst die Erfassung von Messdaten für Aufgaben der Netzbetriebsführung, namentlich zur Sicherstellung des reibungslosen Netzbetriebs. Sie betrifft Messeinrichtungen des Netzbetreibers im Netz. Sie ist somit untrennbar mit dem monopolistischen Netzbetrieb verbunden und Dritten nicht zugänglich.

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

In Artikel 4a erfolgt eine Klärung des Verhältnisses zwischen dem vom StromVG geregelten 50-Hz-Netz und dem von den schweizerischen Eisenbahnen betriebenen Bahnstromnetz (16,7 Hz). Der Betrieb des 16,7-Hz-Netzes untersteht dem StromVG grundsätzlich nicht (Sonderregeln in der StromVV vorbehalten). Soweit das Bahnstromnetz hingegen Strom aus dem 50-Hz Netz bezieht, gilt es – Ausnahmen vorbehalten – als Endverbraucher im Sinne des StromVG. Diese grundlegenden Regeln im Zusammenspiel zwischen dem 50-Hz- und dem 16,7-Hz-Netz wurden bislang in der Verordnung (Art. 1 Abs. 3 StromVV) geklärt und werden nun, inklusive Ausnahmen, auf Gesetzesstufe gehoben. Die Regelung wird dabei um eine weitere Ausnahme ergänzt für eine Situation, in der die Behandlung des 16,7-Hz-Netzes als Endverbraucher nicht sachgerecht erscheint, nämlich für den Wassertausch.

Absatz 1 statuiert im Einleitungssatz den Grundsatz, in Buchstaben a und b folgen die Ausnahmen, die beide im Zusammenhang mit dem Betrieb eines Kraftwerks stehen.

Buchstabe a betrifft die Frage des Elektrizitätsbezugs für den Kraftwerksbetrieb und entspricht der geltenden Regelung in der Verordnung (Art. 1 Abs. 3 Bst. b StromVV). Der Elektrizitätsbezug aus dem 50-Hz-Netz für den Eigenbedarf eines Kraftwerks oder den Antrieb von Pumpen in einem Pumpspeicherkraftwerk gilt schon gemäss Artikel 4 Absatz 1 Buchstabe b nicht als Endverbrauch (d.h. es ist kein Netznutzungsentgelt zu zahlen). Da aber der Betrieb von 16,7-Hz-Einrichtungen zwangsläufig über das 16,7-Hz-Netz zu tätigen ist, stellt sich bei solchen Erzeugungsanlagen die Frage, ob der hierfür nötige Elektrizitätsbezug aus dem 50-Hz-Netz ins 16,7-Hz-Netz als Endverbrauch gilt (da Bezug durch das 16,7-Hz-Netz) oder nicht (da Bezug zum Pumpen respektive für den Eigenbedarf eines Kraftwerks). Vorliegend wird – im Interesse der Gleichstellung der mit 16,7 Hz betriebenen Kraftwerke mit den übrigen Kraftwerken – geklärt, dass es sich dabei nicht um Endverbrauch handelt. *Buchstabe b* greift neu den Fall des Wassertauschs auf. Wenn in Partnerkraftwerken Partner A pumpen und Partner B gleichzeitig produzieren (d.h. turbinieren) möchte, so werden die beiden gemeldeten Produktionsprogramme konsolidiert. Das Kraftwerk produziert in der Folge nur den Nettowert, Partner A benötigt keine Pumpenergie und Partner B bezieht seinerseits die gewünschte Energie statt aus dem Kraftwerk aus dem Netz. Bei gemischten Pumpspeicherkraftwerken ist der Wassertausch für den 16,7-Hz-Partner unattraktiv, weil dieser beim ersatzweisen Elektrizitätsbezug aus dem 50-Hz-Netz als Endverbraucher gilt und Netznutzungsentgelt zu zahlen hat. Würde er hingegen „normal“ pumpen und danach turbinieren, würde kein Netznutzungsentgelt anfallen. Daher wird für den aufgrund eines Wassertauschs getätigten Elektrizitätsbezug ebenfalls eine Ausnahme geschaffen. Privilegiert wird dabei ausschliesslich der Bezug jener Elektrizität, die „statt dem Bezug aus dem Kraftwerk“ eingekauft wird. Das 16,7-Hz-Netz darf also Elektrizität nicht im Umfang der vermiedenen Pumpenergie, sondern bloss im Umfang der vermiedenen Eigenproduktion frei von Netznutzungsentgelt beziehen.

Zentral bei der Umsetzung der Ausnahmen wird sein, sicherzustellen, dass tatsächlich nur Elektrizitätsbezüge im Rahmen der genannten beiden Betriebsfälle privilegiert behandelt werden. Daher sind von Buchstabe b ausschliesslich Bezüge im Kraftwerksinneren erfasst. Zudem ist die Privilegierung selbstredend nur dann gegeben, wenn der Bezug aus dem Netz nachweislich zeitgleich mit dem Wassertausch respektive dem Kraftwerkseigenbedarf oder dem Antrieb der Pumpen erfolgt.

Der Bundesrat kann gestützt auf *Absatz 2* vorgeben, dass – angesichts der ansonsten fehlenden Vergleichbarkeit mit den 50-Hz-Erzeugungsanlagen – die Privilegierung nach Absatz 1 Buchstabe a nur greift, wenn Elektrizität in einem bestimmten Zeitraum wieder ins 50-Hz-Netz zurückgespeist wird (sei es in gleichem oder anderem Umfang). Er wird zudem weitere Einzelheiten und Sonderfragen regeln können, die sich im Zusammenspiel zwischen dem 16,7-Hz-Netz und dem 50-Hz-Netz ergeben. Dies könnte sich z.B. dann aufdrängen, wenn der Bundesrat den Betrieb des 16,7-Hz-Netzes gewissen StromVG-Regeln unterstellen (vgl. Art. 2 Abs. 2) und dies zu einem Spannungsverhältnis zu den übrigen für das Netz geltenden Regeln führen würde. Zu denken ist weiter an die heute bereits in der StromVV enthaltenen Bestimmungen (Art. 1 Abs. 3 und 3^{bis} StromVV), also z.B. die Klärung, dass der Bezug der Eigenproduktion eines Kraftwerks innerhalb dieses Kraftwerks selbstverständlich nicht als Endverbrauch gilt und zwar auch dann nicht, wenn hierzu im Kraftwerksinneren Elemente genutzt werden, die technisch betrachtet zum Übertragungsnetz gehören.

Art. 5 Abs. 2

Die Neuformulierung verdeutlicht, dass die kantonale Netzgebietszuteilung nicht nur mit dem Netzbetrieb, sondern auch mit der Pflicht zur Grundversorgung verknüpft ist: Wer das lokale Verteilnetz betreibt, ist im betreffenden Netzgebiet auch mit der Grundversorgung betraut. Bei der Zuteilung der Netzgebiete, bei welcher die angestammten Eigentums- und Betriebsstrukturen prinzipiell zu wahren sind, sofern und soweit diese einer gesetzeskonformen Aufgabenerfüllung nicht im Wege stehen⁴⁰, haben die Kantone demnach insbesondere auch auf die Eignung der jeweiligen Akteure zur Grundversorgung zu achten.

Art. 6 Grundversorgung

Artikel 6 stellt das Kernstück der (vom Parlament im StromVG bereits angelegten) vollständigen Marktöffnung dar. Die Bestimmung erfährt gegenüber der vom Gesetzgeber ehemals bereits verabschiedeten, aber noch nicht in Kraft gesetzten Fassung (ehemals Artikel 7) einige redaktionelle Änderungen. So werden insbesondere die Netzaspekte konsequent in Artikel 14 verschoben. Diese Trennung von Energie (Grundversorgung) und Netz macht den Aufbau des Gesetzes übersichtlicher. Im gleichen Zug wird die Terminologie bereinigt: Der Begriff «Elektrizitätstarif», der bisher mitunter als Oberbegriff für die verschiedenen Tarife (Energie und Netz) diente, steht nunmehr ausschliesslich für die Energieseite. Aus diesem Grund entfällt die Bezugnahme auf die Spannungsebenen; diese ist nur beim Netznutzungstarif sinnvoll (vgl. Art. 14 Abs. 3 Bst. c). Weiter ist die Veröffentlichung der verschiedenen Tarife fortan zentral in Artikel 12 Absatz 1 geregelt. Ohne materielle Auswirkungen ist ferner auch die Streichung des fünften Absatzes, der im Zuge der Energiestrategie eingefügt wurde: Die Regelung des Eigenverbrauchs ist auch ohne Komfortverweis zu beachten, dies sowohl bei der Grundversorgung als auch in netzbetrieblicher Hinsicht.

Der Kerngehalt der bisherigen Regelung – in der Sachüberschrift wurde sie als «Wahlmodell abgesicherte Stromversorgung» bezeichnet – bleibt unverändert: Nach *Absatz 1* dürfen Kleinverbraucher (Jahresverbrauch < 100 MWh) wählen, ob sie ihre Elektrizität von einem Lieferanten freier Wahl oder in der Grundversorgung vom lokalen Verteilnetzbetreiber geliefert erhalten. Die Formulierung stellt klar, dass ihnen eine Rückkehr in die Grundversorgung offen steht.

Neu ist die in *Absatz 2* enthaltene Pflicht zum Angebot eines Standardprodukts. Dieses zeichnet sich durch die Nutzung von ausschliesslich einheimischer und überwiegend, oder gar ausschliesslich, erneuerbarer Energie aus. Der Mindestanteil der erneuerbaren Energie wird auf Verordnungsstufe festgelegt (vgl. auch Abs. 4 Bst. b). Zum Nachweis der Herkunft und der ökologischen Qualität des gelieferten Stroms dienen Herkunftsnachweise (Art. 9 EnG). Die nicht frei handelbaren Nachweise aus Anlagen, die am Einspeisevergütungssystem teilnehmen, werden – so wie schon heute (vgl. Art. 4 Abs. 5 der Energieverordnung vom 1. November 2017⁴¹ [EnV]) – anteilmässig auf alle Endverbraucher verteilt und dem geforderten Mindestanteil entsprechend an-

⁴⁰ Urteil des Bundesgerichts 2C_237/2014 vom 16. Juli 2014 E. 5.7

⁴¹ SR 730.01

gerechnet. Den Verteilnetzbetreibern steht es frei, in der Grundversorgung auch alternative Stromprodukte anzubieten. Unter Vorbehalt einer ausdrücklich anderen Wahl durch den betreffenden Endverbraucher, basiert die Grundversorgung aber auf dem Standardprodukt.

Nach *Absatz 3 Satz 1* müssen sich die Elektrizitätstarife der Grundversorgung weiterhin an der Verbrauchscharakteristik orientieren. Damit ist eine gezielte Bevorteilung oder Benachteiligung von Endverbrauchern mit Eigenverbrauch ausgeschlossen. In *Satz 2* findet eine Abkehr von der bisherigen Gestehungskostenregelung statt: Das Erfordernis zur Erstellung einer Kostenträgerrechnung entfällt. Neu beurteilt sich die Angemessenheit der Elektrizitätstarife marktnah anhand der Preise, zu denen vergleichbare Elektrizitätsprodukte im freien Markt angeboten werden (sog. Vergleichsmarktpreise), d.h. insbesondere anhand der Endverbraucherpreise im entsprechenden Kundensegment. Auch Grosshandelspreise können Anhaltspunkte liefern. Hinsichtlich der angemessenen Tarifhöhe sind den Verteilnetzbetreibern gewisse Toleranzen zuzubilligen. Da sie die Tarife im Voraus festlegen müssen, die Entwicklung der Marktpreise aber nicht mit Sicherheit prognostizierbar ist, müssen sie einen gewissen Spielraum einkalkulieren. Die ElCom wird bei der Tarifprüfung also mit Toleranzbändern arbeiten können. Was die Vergleichbarkeit verschiedener Elektrizitätsprodukte anbelangt, sind insbesondere die ökologische Qualität und die geographische Herkunft der mit der Stromlieferung an Endverbraucher zu hinterlegenden Herkunftsnachweise zu berücksichtigen, allenfalls auch zusätzliche Kriterien wie etwa Zahlungsmodalitäten, unterschiedliche Verbrauchskategorien und die Streuung der Preise in der Grundversorgung. Im Zuge der Abkehr von der Gestehungskostenregelung treten keine jährlichen Deckungsdifferenzen mehr auf. Noch immer muss aber ein in unangemessener Weise verreinnahmtes Entgelt (künftig setzt dies einen entsprechenden Entscheid der ElCom voraus) in den folgenden Tarifjahren nach bisheriger Praxis über entsprechend tiefere Elektrizitätstarife zurückerstattet werden. Andernfalls liegt es an der ElCom, gestützt auf Artikel 22 Absatz 2 Buchstabe b eine Absenkung der Elektrizitätstarife vorzunehmen. Übergangsweise gilt, dass die bis zum Inkrafttreten der Gesetzesänderung aufgelaufenen negativen bzw. positiven Deckungsdifferenzen tariflich kompensiert werden können bzw. müssen.

Nach *Absatz 4 Buchstabe a* regelt der Bundesrat die Modalitäten zur Ermittlung der Vergleichsmarktpreise. Gestützt darauf kann er beispielsweise vorsehen, dass auch ausländische Marktpreise als Vergleichsmassstab heranzuziehen sind. Dies könnte etwa in der Anfangsphase von Bedeutung sein, wenn es im Inland noch nicht genügend repräsentative Indizien für die relevanten Preise gibt. Hinsichtlich des nach *Buchstabe b* festzulegenden Mindestanteils der erneuerbaren Energie am Standardelektrizitätsprodukt ist angedacht, dass sich dieser Anteil entlang der Ausbauziele für die erneuerbare Stromproduktion (Art. 2 EnG) sukzessive erhöht und dass er bis zu 100 Prozent ansteigen kann.

Art. 7 Ersatzversorgung

Zur Ersatzversorgung kommt es zum einen dann, wenn ein Endverbraucher nach Beendigung seines Elektrizitätslieferverhältnisses, sei es infolge Kündigung oder auf-

grund einer anfänglichen Befristung, nicht rechtzeitig einen neuen Liefervertrag abgeschlossen hat. Zum andern wird die Ersatzversorgung dann aktuell, wenn der vom Endverbraucher gewählte Elektrizitätslieferant ausfällt, er also seine vertragliche Lieferpflicht nicht mehr gehörig erfüllt (z.B. im Konkursfall). Als ultima ratio findet die Ersatzversorgung aber nicht zwingend statt; es bleibt den Endverbrauchern unbenommen, vorab oder ad hoc eine andere (vertragliche) Lösung zu treffen. Zudem erscheint sinnvoll, dass Endverbraucher die Ersatzversorgung bereits nach einem Monat wieder verlassen können (vgl. Erläuterungen zu Art. 13c). Die Ersatzversorgung unterliegt keiner Tarifordnung. Missbraucht der Verteilnetzbetreiber aber seine Alleinstellung als Ersatzversorger, kann die ElCom unangemessene Geschäftsbedingungen, vor allem Preissmissbräuche, unterbinden (Art. 22 Abs. 2 Bst. c). Als Richtschnur können hierzu beispielsweise die Grundversorgungstarife und die aktuellen Spotmarktpreise herangezogen werden. Letztere liefern einen Anhaltspunkt, zu welchen Konditionen kurzfristig lieferbare Strommengen im betreffenden Zeitraum erhältlich waren.

Art. 8 Abs. 1^{bis}

Da die Netzbetreiber ihre Aufgabe des sicheren Netzbetriebs (Art. 8 Abs. 1 Bst. a) nur mit Unterstützung weiterer Akteure vollumfänglich erfüllen können, wird in Absatz 1^{bis} klargestellt, dass sie von den jeweils an ihr Netz angeschlossenen Akteuren diesbezüglich unterstützt werden müssen. Wie sich aus der systematischen Stellung von Artikel 8 ergibt, zielen Massnahmen der Netzbetreiber zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs auf die Sicherstellung der Versorgung ab (vgl. auch Botschaft vom 3. Dezember 2004 zum StromVG⁴²). Nicht von Absatz 1^{bis} erfasst sind daher insbesondere Massnahmen zur Vermeidung von Gefährdungen und Schäden von Personen oder Sachen, welche zur Einhaltung des Elektrizitätsgesetzes vom 24. Juni 1902⁴³ und dessen Ausführungsbestimmungen ergriffen werden. Bei der praktischen Umsetzung der Unterstützungspflicht gemäss Absatz 1^{bis} werden namentlich die Vorschriften über die Nutzung von Flexibilität (vgl. Art. 17b^{bis}) sowie Regelwerke, Normen und Empfehlungen von anerkannten Fachorganisationen zu berücksichtigen sein. Das Kriterium des an das Netz Angeschlossenseins umfasst nicht nur den Netzanschlussnehmer i.e.S. sondern beispielsweise auch eingemietete Endverbraucher oder Hauseigentümer, unabhängig davon, wer mit dem Verteilnetzbetreiber einen Netzanchlussvertrag abgeschlossen hat. Auch indirekt an ein Netz Angeschlossene, wie etwa Elektrizitätserzeuger oder Endverbraucher innerhalb eines Arealnetzes oder eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch, fallen in den Anwendungsbereich der Bestimmung. Schliesslich sind auch andere Netzbetreiber erfasst, die mit dem Netz des jeweiligen Netzbetreibers verbunden sind. Eine Koordinationspflicht zwischen den Netzbetreibern ergibt sich bereits in allgemeiner Weise aus dem Einleitungssatz von Artikel 8 Absatz 1. Wie weit die Unterstützungspflicht im Einzelfall reicht, hängt vom konkreten Akteur und dessen möglichem Einfluss auf die Netzsicherheit ab. Bei einem grossen Pumpspeicherkraftwerk wird die Pflicht beispielsweise weiter gehen als bei einem ans Mittelspannungsnetz angeschlossenen Kühlhaus. Der Begriff der

⁴² BBl 2005 1611, hier 1646

⁴³ SR 734.0

Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs umfasst sowohl Massnahmen im Zusammenhang mit dem Normalbetrieb als auch Massnahmen zur Vermeidung oder Beseitigung einer Gefährdung des sicheren Netzbetriebs. Bei Gefährdungen des sicheren Betriebs des Übertragungsnetzes sind die spezifischen Vorgaben von Artikel 20a zu beachten.

Art. 8a Speicherreserve für kritische Versorgungssituationen

Absatz 1: Die Speicherreserve tritt als fixes Element zu den bestehenden Instrumenten im Dienste der Versorgungssicherheit hinzu. Sie ist kein «schlafendes» Instrument, das nur in den Jahren aktiviert wird, in denen ein Bedarf möglich oder wahrscheinlich scheint und sie ist nicht eine Massnahme nach Artikel 9 StromVG. Sie hat Versicherungscharakter, wobei viele Gründe zu ihrem Abruf führen können, kann aber nicht jede Art von Marktversagen absichern. Die Schwelle für den Abruf bzw. die verlangte «ausserordentliche Situation» wird sich i.a.R. durch eine Unterdeckung der Schweizer Gesamtbilanz für Strom – nach Handelsschluss – manifestieren. Diese Unterdeckung geht dabei über die üblichen Schwankungen hinaus, die durch Systemdienstleistungen (Regelenergie) aufgefangen werden. Folglich ist die Reserve nicht dafür konzipiert, regionale Probleme des Netzbetriebs, d.h. lokale Stromausfälle, zu beheben. Die Marktakteure (Bilanzgruppenverantwortliche) sollen ihre Bilanzen über den Markt ausgleichen. Der Abruf der Reserve kann zwar kurzfristig nötig werden, er wird sich i.d.R. aber mit einer gewissen Vorlaufzeit (Woche, Tage) abzeichnen.

Die Speicherreserve hat mithin eine hohe Eintrittsschwelle, aber eine tiefere als Massnahmen nach dem Landesversorgungsgesetz vom 17. Juni 2016⁴⁴ (LVG), wo eine schwere Mangellage Voraussetzung ist. Sie kann aber u.U. dazu führen, dass das LVG-Instrumentarium nicht oder später, nachdem die Reserve eine erste Überbrückung geleistet hat, zum Zuge kommt. Die für das LVG zuständigen Stellen sind von den Verantwortlichen für die Reserveetablierung, also von der ElCom und der Swissgrid, mit den nötigen Informationen zur Reserve des jeweiligen Jahres zu versorgen.

Mit der Reserve wird die Vorhalteenergie vom Markt genommen. Sie konterkariert diesen somit nicht. Weiter ist die Reserve nicht eine Kapazitätsreserve, sondern eine Energiereserve (Vorhaltung von Energie). Nebst der Energievorhaltepflcht gibt es keine zusätzliche Leistungsvorhaltepflcht. Vielmehr kann die Leistung am Markt eingesetzt werden.

Absatz 2 regelt die Teilnahmeberechtigung der Reserve, die grundsätzlich technologieoffen, aber inländisch ist. Prädestiniert für die Teilnahme ist die Grosswasserkraft, gut denkbar sind z.B. auch Kehrriechverbrennungsanlagen oder grosse Batteriespeicher. Künftig gibt es evtl. eine Öffnung für Demand-Side-Management (DSM). Eine Teilnahmepflcht wird nicht vorgesehen. Der Fall, dass sich in der Ausschreibung keine oder keine geeigneten Betreiber bewerben, erscheint als unwahrscheinlich.

Absatz 3: Die Aufgabe, für die Reserveetablierung zu sorgen, ist zweigeteilt: Die ElCom ist für die Eckwerte bzw. wichtige Vorabfestlegungen zuständig und die Swissgrid für die Administrierung der Reserve bzw. das Operationelle (Abs. 4). Die wichtigste Festlegung, die die ElCom (in Absprache mit der Swissgrid) machen muss, ist

die genaue Resavedimensionierung, also die Bezifferung der Vorhaltemenge, was aus den Vorgaben des Bundesrats – unter Zugrundelegung der Bedürfnisse bzw. Gegebenheiten des jeweiligen Jahres – ableitbar sein wird. Festlegungsbedürftig sind auch die Zeitperiode für die Vorhaltung, z.B. Mitte März bis Mitte Mai, und die Eckwerte für die Ausschreibung, wobei diese auch über mehrere Jahre gleich sein können. Leitplanken im Voraus braucht es sodann zu den verschiedenen Zahlungen im Zusammenhang mit der Reserve: Nebst dem Vorhalteentgelt, das via Ausschreibung ermittelt wird, gibt es die Abrufsentschädigung und die Strafzahlungen (dies sind Pönalen für den Fall, dass jemand die Vorhaltepflichten nicht erfüllt). Für beide Posten soll die ElCom den Rahmen abstecken, so dass die Swissgrid (Abs. 4), fall- bzw. situationsbezogen, genau ermitteln kann, welche Geldbeträge richtig sind. Möglich ist überdies, dass die ElCom Obergrenzen für das Vorhalteentgelt festlegt für den Fall, dass kein richtiger Wettbewerb zustande kommt (wegen eines zu kleinen Bieterkreises).

Absatz 4: Innerhalb des Rahmens, bestehend aus Gesetz, Verordnung und Festlegungen der ElCom, ist die Swissgrid für die Administrierung der Reserve verantwortlich. Das soll im Wesentlichen analog zur Beschaffung von Systemdienstleistungen erfolgen. Auch die Swissgrid muss Vorabfestlegungen machen, die diejenigen der ElCom, wo vorhanden, detaillieren. Im Vordergrund stehen die Zuschlags- und Eignungskriterien, wobei v.a. technische, evtl. auch örtliche Aspekte im Vordergrund stehen. Der Teilnahmekreis ist nach Absatz 2 zwar grundsätzlich offen, kann über die Eignungskriterien aber Einschränkungen erfahren. Sodann nimmt die Swissgrid die eigentliche Ausschreibung vor. Durch diese werden die Teilnehmer bestimmt, wobei eine Teilnahme auch von Anfang an für mehrere Jahre vorgesehen werden kann, z.B. auch nur für einen Teil der Reserve. Es liegt an der Swissgrid bzw. am jeweiligen jährlichen Design der Ausschreibung und an deren Ausgang, wieviele Speicherbetreiber in die Reserve aufgenommen werden. Möglich sind auch Pooling-Lösungen. Wie für Ausschreibungen typisch, wird via diese das Entgelt ermittelt, das die Betreiber für ihre Vorhaltung erhalten (die Höhe ist gleichzeitig ein wichtiges Zuschlagskriterium). Die mit den Betreibern je zu schliessenden Vereinbarungen sollen möglichst einheitlich sein, ausser wenn den Spezifika eines Teilnehmers Rechnung zu tragen ist. Auf der Vereinbarung beruht dann auch die Zusammenarbeit zwischen der Swissgrid und den Teilnehmern. Darüber hinaus können für das Funktionieren hoheitliche Anordnungen nötig sein. Für diese ist wiederum die ElCom zuständig (Art. 22). Oftmals wird die ElCom durch die Swissgrid von Sachverhalten Kenntnis erhalten, die Anordnungen nötig machen.

Absatz 5 beschreibt den mehrstufigen Abruf und wie sich der Bedarfsfall in der Regel manifestiert (ausbleibende Markträumung, das am Markt erhältliche Regelenergiepotenzial ist ausgeschöpft); ein evtl. denkbarer Fall ist auch ein «Redispatch». Vom Ablauf her steht die Beobachtung der Versorgungslage am Anfang, wozu auch gehört, dass die Swissgrid die Einhaltung der Vorhaltepflichten überprüft. Das ist nicht immer einfach, z.B. im Falle von Partnerwerken, und setzt einen guten Informationsstand der Swissgrid voraus. Die Betreiber werden daher – für die Zeit der Vorphase, aber auch für die Zeit rund um Freigabe und Abruf – zu Transparenz und Auskünften und nötigenfalls zur Gewährung von Zutritt zu ihren Anlagen verpflichtet (Abs. 6 Bst. c), dies gegenüber der Swissgrid und, soweit nötig, auch gegenüber der ElCom. Der eigentliche Vorgang ist zweistufig und unterteilt sich in Freigabe der Reserve und Abruf der

Reserve. Dieses Prozedere wird nur aktiviert, wenn die Möglichkeit, die Reserve abzurufen zu müssen, wahrscheinlich wird. Die Freigabe wird durch die ElCom erteilt und ist die grundsätzliche Ermächtigung, gestützt auf welche die Swissgrid in der Folge relativ freie Hand hat, nach pflichtgemäßem Ermessen die Reserve abzurufen. Das Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung (BWL) braucht bei der Freigabe nicht einbezogen zu werden, ist aber natürlich zu informieren. Bei zeitlicher Dringlichkeit muss ein Abruf auch ohne vorgängige Freigabe möglich sein, was der Bundesrat wird regeln können (Abs. 6 Bst. b). Bei einem effektiven Abruf muss die Swissgrid nicht alle Energie abrufen, sondern nur die jeweils nötige. Auch muss sie nicht bei allen Reserve-Teilnehmern zum Abruf schreiten, sondern kann das bei denjenigen tun, die sich angesichts der Problemlage dafür eignen. Die Swissgrid braucht für dieses Handeln einigen Spielraum, muss aber willkürfrei und fair agieren. Kommt es zu einem Abruf, wird dieser separat, d.h. zusätzlich zum Vorhalte-Entgelt, entschädigt. Damit für Teilnehmer an der Reserve kein Anreiz besteht, einen Abruf der Reserve durch spezielles Verhalten auf dem Strommarkt (z.B. durch die gezielte Zurückhaltung von Energie vom Markt) herbeizuführen, soll die Vergütung für die aus der Reserve abgerufene Energie deutlich unter dem zum Abrufszeitpunkt feststellbaren Marktpreis liegen. Die Kostentragung der Abrufsentschädigung soll analog zur Ausgleichsenergie funktionieren. Bilanzgruppen, die Unausgeglichheiten herbeiführen, die einen Reserveabruf nötig machen, sollen dies finanziell deutlich spüren (Abs. 6 Bst. e). Die Einnahmen können für die Entschädigungen verwendet werden. Derweil wird das Entgelt für die Vorhaltung via das Netznutzungsentgelt finanziert.

Absatz 6 enthält Delegationsnormen. So muss der Bundesrat die Kriterien für die Dimensionierung der Reserve festlegen, deren Kern die Vorhaltmenge ist. Er wird dies faktenbasiert tun, d.h. gestützt auf eine Analyse der Risiken bei der Versorgungssicherheit. Seine Festlegung könnte z.B. darin bestehen, dass er eine Zeitdauer, z.B. zwei Wochen festlegt, während der der Schweizer Strombedarf jederzeit vollständig aus inländischen Kraftwerken gedeckt werden können muss. Wichtig ist sodann der Ablauf des Abrufs (Bst. b), der nach Handelsschluss passieren soll. Ist im Day-Ahead-Markt die Stromnachfrage grösser als das Angebot und kann die Lücke auch im Intraday-Markt nicht geschlossen werden (ausbleibende Markträumung), ruft die Swissgrid die fehlende Energie aus der Reserve ab. So bleibt die Reserveenergie ausserhalb des Marktes und stört diesen nicht. Aufgrund des Zeitpunkts des Abrufs (nach Handelsschluss) können Abflüsse der Reserve ins Ausland vermieden werden, was freilich kein Exportverbot darstellt. Ein Augenmerk wird auch dem Systemdienstleistungsmarkt zu widmen sein, um dort Störungen zu vermeiden. Angesprochen ist sodann die mögliche vorzeitige Auflösung der Reserve. Hier geht es darum, dass in einem bestimmten Jahr ausnahmsweise noch während der Vorhaltezeit klar gesagt werden kann, dass es die Reserve nicht mehr braucht. Diesfalls sollen die teilnehmenden Betreiber vorzeitig aus ihrer Pflicht entlassen werden, so dass die fragliche Energie zurück in den Markt kann. Die Delegation würde auch eine Regelung für die Rückabwicklung von für die Vorhaltung bereits geflossenen Geldern einschliessen. Eine solche Regelung dürfte aber kompliziert sein, so dass darauf wohl verzichtet werden können, zumal die vorzeitige Auflösung die Ausnahme sein soll. Die Betreiber würden das Vorhalteentgelt dann also behalten können. Im Normalfall, d.h. ohne vorzeitiges Auflösen bzw. Entlassen, endet die Reserve- bzw. Vorhaltepflicht mit Ab-

lauf der Vorhalteperiode. Buchstabe c handelt von den bereits erwähnten Informationspflichten und Zutrittsgewährungspflichten der teilnehmenden Betreiber. Im Grundsatz hält also bereits das Gesetz diese Pflichten fest. Dabei wird es – z.B. bei der Wasserkraft – um Informationen wie Pegelstände, Pegel-Energieinhalt-Kurven, Zuflüsse, Produktionsfahrpläne oder die Aufteilung auf die Kraftwerkspartner gehen. Bei Widerhandlungen greifen die Strafbestimmungen. Wie erwähnt, wird die Reserve zum Ausgleich einer oder mehrerer Bilanzgruppen eingesetzt. Ein spürbares Aufgeld analog zum Ausgleichsenergiemechanismus soll sie jedoch animieren, alles zu tun, damit der Einsatz der Reserve nicht nötig wird. Der Bundesrat wird mit geeigneten Kriterien den Rahmen für dieses Aufgeld stecken (Bst. e) und kann es der Swissgrid überlassen, den Rahmen im Einzelfall sachgerecht auszufüllen, d.h. die Höhe zu bestimmen.

Art. 12 Information und Rechnungsstellung

Aufgrund der Wahlfreiheiten im Bereich der Verrechnungsmessung müssen die Netzbetreiber fortan auch Messtarife festlegen (Art. 17a^{bis}). So wie die Netznutzungs- und die Elektrizitätstarife müssen auch diese Tarife veröffentlicht werden. Weiter wird in *Absatz 1* konkretisiert, dass sich die zu veröffentlichenden technischen und betrieblichen Mindestanforderungen auf den Netzanschluss beziehen. Diese Klarstellung ändert nichts am bisherigen Rechtsverständnis (vgl. Botschaft vom 3. Dezember 2004 zum StromVG⁴⁵).

Nach *Absatz 2* kann der Bundesrat die mit der Grundversorgung betrauten Verteilnetzbetreiber und die Elektrizitätslieferanten im freien Markt verpflichten, beim Anbieten von Elektrizität bestimmte Eigenschaften der angebotenen Elektrizitätsprodukte bekanntzugeben. Zu denken ist etwa an die Angabe des voraussichtlichen Strommixes (Herkunft und Energieträger), an eine Aufschlüsselung der verschiedenen Entgeltkomponenten (v.a. einzelne Tarifkomponenten) oder eine Darstellung bestimmter Vertragsmodalitäten (z.B. Zahlungsbedingungen, Kündigungsfristen und -termine). Die Bestimmung ist insbesondere auch vor dem Hintergrund von Artikel 6 Absatz 2 von Bedeutung, gemäss welcher das Standardprodukt in der Grundversorgung einen vom Bundesrat festzulegenden Mindestanteil an Strom aus erneuerbaren Energien aufweisen muss.

Die Neuformulierung des bisherigen Absatzes 2 (neu *Absatz 3*) steht in Zusammenhang mit den Änderungen im Messwesen. Aus Gründen der Transparenz muss künftig auch das für die Verrechnungsmessung verlangte Entgelt separat ausgewiesen werden, und zwar gesondert für den Messstellenbetrieb und die Messdienstleistungen.

Der Inhalt des ehemaligen Absatzes 3 findet sich im neuen Artikel 13a wieder.

⁴⁵ BBl 2005 1611, hier 1647

Art. 13 Abs. 3

Die in der geltenden Regelung vorgesehene Privilegierung bei der Zuteilung von Netzkapazitäten für Stromlieferungen an Endverbraucher in der Grundversorgung (Bst. a bzw. b) und für Stromlieferungen aus erneuerbaren Energien (Bst. c) ist in der Praxis aus systemtechnischen Gründen nicht durchführbar. Eine Privilegierung bestimmter Produktionstechnologien lässt sich nur bei der Netzeinspeisung (vgl. etwa Art. 15 EnG) und – über das Bilanzgruppensystem – bei der Zuteilung der Kapazitäten des grenzüberschreitenden Übertragungsnetzes (vgl. Art. 17 Abs. 1 und 2) umsetzen. Innerhalb der Regelzone Schweiz ist eine differenzierte Zuteilung von Netzkapazitäten hingegen unmöglich. Der in der Praxis folglich bedeutungslos gebliebene Absatz 3 wird deshalb aufgehoben.

Art. 13a Wechselprozesse

Gemäss *Absatz 1* hat der Bundesrat in den Ausführungsvorschriften den normativen Rahmen zu schaffen, der für eine reibungslose Abwicklung der verschiedenen Wechselprozesse notwendig ist. Insbesondere kann er der Branche vorgeben, innert welcher Frist ein Lieferantenwechsel abgewickelt werden muss. Hinsichtlich der Wechsel bei der Grund- und der Ersatzversorgung wird der Bundesrat insbesondere die massgebenden Fristen und Termine festlegen. Bei der Grundversorgung erscheint es sinnvoll, die Möglichkeit zum Ein- und Austritt einmal jährlich – sinnvollerweise auf Ende Jahr hin – zu eröffnen. So können Kleinverbraucher (Jahresverbrauch < 100 MWh) regelmässig wechseln, ohne die Elektrizitätstarife aufgrund fehlender Planbarkeit unverhältnismässig in die Höhe zu treiben; allzu häufige Wechsel würden den Grundversorger zu kurzfristigen und entsprechend teuren Beschaffungen zwingen. Was die von Kleinverbrauchern abgeschlossenen Elektrizitätsverträge anbelangt, wird der Bundesrat mindestens vorsehen müssen, dass diese unter Einhaltung einer bestimmten Frist auf Ende eines jeden Jahres hin kündbar sind; ansonsten könnte die Rückkehr in die Grundversorgung nicht, so wie dies angedacht ist, auf Anfang eines jeden Kalenderjahres hin stattfinden. Bei der Ersatzversorgung erscheint sinnvoll, dass Endverbraucher bereits nach einem Monat wahlweise wieder in den freien Markt oder in die Grundversorgung wechseln können. Eine möglichst kurze Frist erscheint hier sinnvoll, da die Ersatzversorgung keiner Tarifordnung, sondern nur einer Missbrauchsaufsicht unterliegt (vgl. Art. 22 Abs. 2 Bst. c). Ausserdem kann der Bundesrat den beteiligten Akteuren auch Aufgaben zuweisen, die zur Abwicklung der Wechselprozesse notwendig sind (z.B. Auferlegung von Meldepflichten).

Die Abwicklung von Wechselprozessen ist für den Verteilnetzbetreiber mit Kosten verbunden. Obwohl diese Kosten grundsätzlich einem bestimmten Endverbraucher zuordenbar sind, verbietet *Absatz 2* eine individuelle Kostenanlastung. Dies soll verhindern, dass die Verteilnetzbetreiber den Marktzutritt über die Auferlegung von Wechselkosten behindern. Lieferantenwechsel im freien Markt oder Wechsel zwischen Markt und Monopol (Grund- und Ersatzversorgung) können sowohl netz- als auch energieseitige Kosten verursachen. Erstere können bei der Festlegung der Nutzungstarife berücksichtigt werden, letztere bei der Festlegung der Elektrizitätstarife bzw. bei der Festlegung der Konditionen der Ersatzversorgung.

Art. 14 Sachüberschrift sowie Abs. 3 Einleitungssatz, 3^{bis} und 3^{ter}

Wie die Elektrizitätstarife werden auch die Netznutzungstarife für die Dauer eines Jahres festgesetzt. Bisher ergab sich dies aus dem früheren Artikel 6 bzw. aus dem früheren Artikel 7. Um den Aufbau des Gesetzes kohärenter zu gestalten, werden die netzseitigen Aspekte fortan separat behandelt, womit diese Vorgabe nun in *Absatz 3* aufgenommen wird.

Absatz 3^{bis} konkretisiert die allgemeinen Tarifvorgaben (vgl. Art. 14 Abs. 3 Bst. a–e) für Endverbraucher in ganzjährig genutzten Verbrauchsstätten, die auf der tiefsten Netzebene (Netzebene 7) angeschlossen sind. Eine Regelung auf Gesetzesstufe erscheint hierfür angezeigt, weil es um die Netznutzungstarife der gewöhnlichen Endverbraucher geht. Die Konkretisierung hat die Gewichtung von Arbeits-, Leistungs- und Grundkomponente zum Gegenstand. Gemäss *Buchstabe a* müssen die Netznutzungstarife bei Endverbrauchern, bei denen keine Leistungsmessung installiert ist, eine Arbeitskomponente von mindestens 50 Prozent aufweisen. Bildet der Netzbetreiber für dieses Segment der Endverbraucher mehrere Kundengruppen, so hat er die Arbeitskomponente einheitlich, das heisst für alle Kundengruppen gleich hoch anzusetzen. Ist hingegen eine Leistungsmessung installiert – und dies wird mit den intelligenten Messsystemen (vgl. Art. 17a Abs. 2) zunehmend der Fall sein – darf die Arbeitskomponente auch mit weniger als 50 Prozent gewichtet werden. Endverbrauchern mit einem Jahresverbrauch von < 50 MWh gegenüber muss die Arbeitskomponente nach *Buchstabe b* aber wiederum einheitlich festgesetzt sein und zwar so, dass Eigenverbraucher dadurch gesamthaft nicht schlechter gestellt sind, als wenn sie einen Netznutzungstarif mit einer Arbeitskomponente von 50 Prozent hätten. Ein Wahlrecht der Endverbraucher ist mit dieser Vorgabe indes nicht verbunden, geht es doch bei der Netztarifizierung insbesondere darum, gezielte Anreize für ein netzdienliches Verhalten zu setzen. Einheitlich muss sowohl nach *Buchstabe a* als auch nach *Buchstabe b* nur die Arbeitskomponente sein; das Verhältnis zwischen Leistungs- und Grundkomponente darf für verschiedene Kundengruppen grundsätzlich unterschiedlich sein.

Der Regelungsgehalt des bisherigen Absatz 3^{bis} wird zum *Absatz 3^{ter}*. Die leichte Korrektur der Formulierung – festgelegt werden die Tarife und nicht das Entgelt – verdeutlicht, dass die anrechenbaren Netzkosten grundsätzlich über die Tarife ins Netznutzungsentgelt einfließen. Zwecks Verursachergerechtigkeit können die einem Netznutzer direkt zuordenbaren Netzkosten im Sinne von Absatz 3^{ter} aber auch individuell in Rechnung gestellt werden, eine entsprechende Rechtsgrundlage vorausgesetzt (vgl. Botschaft vom 3. Dezember 2004 zum StromVG⁴⁶). Unter Vorbehalt der Kompetenzen der Kantone ist auch eine solch individuelle Kostenanlastung einer Prüfung durch die ElCom zugänglich.

Art. 15 Abs. 1, 2 Bst. a und d, 3 Bst. b und 3^{bis} Bst. a und d

Die Änderungen in den *Absätzen 1 und 3* verdeutlichen, dass die anrechenbaren Betriebskosten keine Gewinnkomponente enthalten. Eine solche enthalten lediglich die

⁴⁶ BBl 2005 1611, hier 1654

anrechenbaren Kapitalkosten, indem der durchschnittliche Kapitalkostensatz, der sogenannte WACC (Weighted Average Cost of Capital), so festgesetzt wird, dass ein angemessener Betriebsgewinn resultiert. An der bisherigen Praxis ändert sich dadurch nichts.

In *Absatz 2* werden zwei neue Posten aufgeführt. Damit wird geklärt, dass die Kosten für die Speicherreserve und die Flexibilitätsnutzung grundsätzlich zum Netznutzungsentgelt geschlagen werden. In den jeweiligen Fällen gelten für die Anrechenbarkeit natürlich die Kriterien nach *Absatz 1*. Bei der Speicherreserve sind nur die Kosten, die durch die Vorhalteentschädigungen entstehen, erfasst (nicht aber jene für die Abrufentschädigungen) und bei der Flexibilität nur die Kosten für netzdienliche Flexibilität.

Die Änderung von *Absatz 3^{bis} Buchstabe a* steht in Zusammenhang mit den für die Verrechnungsmessung vorgesehenen Wahlfreiheiten. Die Anrechenbarkeit der Kosten, welche dem Verteilnetzbetreiber im Rahmen seiner gesetzlichen Pflicht zur Verrechnungsmessung anfallen, wird neu separat in Artikel 17a^{bis} Absatz 3 normiert, weil es sich dabei nicht um Netzkosten handelt, sondern um Messkosten, die über die Messstarife (Art. 17a^{bis} Abs. 2) angelastet werden. Ebenfalls infolge der neuen Wahlfreiheiten im Bereich des Messwesens entfällt die Möglichkeit, bestimmte Kosten für Sensibilisierungen im Bereich der Verbrauchsreduktion auf dem Verordnungsweg für anrechenbar zu erklären. Die bisher in Absatz 1 enthaltene Ausnahmeklausel wird aus systematischen Gründen und der besseren Übersicht halber in einen neuen *Buchstaben b* verschoben.

Im Zusammenhang mit den Betriebskosten ist angedacht, dass in der StromVV Folgendes präzisiert wird: Werden dem Netzbetrieb, von einer anderen Unternehmens- oder Konzerneinheit Leistungen erbracht, so sind diese höchstens zu den Kosten anrechenbar, wie wenn die Leistungen vom Netzbetrieb selbst erbracht worden wären. Überschreiten die intern verrechneten Kosten die Marktpreise, sind höchstens die Marktpreise anrechenbar.

Art. 17a Zuständigkeit für die Messung

Die neuen Bestimmungen zum Messwesen führen gesetzliche Wahlrechte für den Bereich der Verrechnungsmessung (Messstellenbetrieb und Messdienstleistung) ein: Grössere Endverbraucher, grössere Elektrizitätserzeuger und die Betreiber grösserer Speicher erhalten das Recht, einen Anbieter freier Wahl zu beauftragen. Demgegenüber liegt die Vornahme der Verrechnungsmessung bei kleineren Messkunden in der ausschliesslichen Verantwortung der lokalen Verteilnetzbetreiber.

Absatz 1 bezeichnet die Aufgaben der Netzbetreiber im Bereich des Messwesens. Zu ihrem Pflichtenheft zählen neben der betrieblichen Messung auch die Bezeichnung und Verwaltung der Messpunkte. Damit ist insbesondere die Vergabe, die Registrierung und die Dokumentation der Messpunkte angesprochen, nicht jedoch die Verwaltung der Stammdaten (z.B. Name des Endverbrauchers oder des Erzeugers); Letzteres gehört zur Messdienstleistung. Weiter sind die Netzbetreiber für die Vornahme der

Verrechnungsmessung zuständig. Ihre Zuständigkeit entfällt aber, soweit freie Messkunden ihre gesetzlichen Wahlfreiheiten ausüben, sei es für den Messstellenbetrieb oder die Messdienstleistung oder beides.

Absatz 2 vermittelt Endverbrauchern mit einem Jahresverbrauch von mindestens 100 MWh sowie Elektrizitätserzeugern und Speicherbetreibern mit einer Anschlussleistung von mehr als 30 kVA das Recht, einen Messstellenbetreiber und/oder einen Messdienstleister freier Wahl zu beauftragen. Wie beim Anspruch auf Netzzugang bezieht sich dieses Wahlrecht nur auf die jeweiligen Messpunkte. Ein Unternehmen, das über mehrere Verbrauchs-, Erzeugungs- oder Speicherstätten verfügt, kann das Wahlrecht nur für jene Messpunkte wahrnehmen, an denen die Voraussetzungen dazu erfüllt sind. Soweit die wahlberechtigten Messkunden ihre Wahlrechte nicht ausüben, hat sich der lokale Netzbetreiber der Verrechnungsmessung anzunehmen, ohne aber an die veröffentlichten Messtarife (Art. 17a^{bis} Abs. 4) gebunden zu sein.

Gestützt auf *Absatz 3* kann der Bundesrat vorsehen, dass ein einmal erlangtes Wahlrecht unabhängig einer nachmaligen Veränderung des Jahresverbrauchs oder der Anschlussleistung bestehen bleibt. Zu denken ist etwa an Fälle, in denen der Verbrauch nur vorübergehend unter die 100 MWh-Grenze fällt. Nach *Buchstabe a* ist der Bundesrat befugt, die Wechselprozesse im Bereich der Verrechnungsmessung zu normieren. Hierbei geht es vor allem um die Regelung von Mitteilungspflichten, Fristen und Terminen, die beim Wechsel des Anbieters zu beachten sind. *Buchstabe b* enthält eine gesetzliche Grundlage zur Regelung der bezüglichen Kostentragung. Gestützt darauf könnte der Bundesrat beispielsweise vorgeben, dass der gewählte Messstellenbetreiber für die Kosten der Deinstallation des vom Verteilnetzbetreiber vormals eingesetzten Messgeräts aufkommen muss. Weiter könnte er vorsehen, dass ein Netzbetreiber, der das deinstallierte Gerät zufolge der technischen Anforderungen (vgl. Art. 17a) nicht mehr anderweit einsetzen kann, die bezüglichen Kosten über eine Sonderabschreibung im Bereich der Netzkosten solidarisieren kann.

Art. 17a^{bis} Messentgelt und Messtarife

Nach geltendem Recht überwälzen die Netzbetreiber die Kosten der Verrechnungsmessung, die ihnen im Rahmen der Erfüllung ihrer gesetzlichen Aufgaben anfallen, via Netznutzungsentgelt auf die Gesamtheit der Endverbraucher ihres Netzgebiets – eine Ausnahme besteht nach Artikel 31e Absatz 4 Satz 2 StromVV. Diese Kostenanlastung ist in einem offenen Markt, in welchem die Messkunden, seien es auch nur die grösseren davon, ihren Anbieter frei wählen dürfen, nicht sachgerecht. Sie führt dazu, dass Endverbraucher, die sich im freien Markt der Messanbieter bewegen, nicht nur ihre eigenen Messkosten tragen, sondern auch für die Kosten anderer Messkunden aufkommen müssen. Für Produzenten, die zufolge des Ausspreisprinzips (Art. 14 Abs. 2) kein Netznutzungsentgelt entrichten, besteht so erst gar kein Anreiz, einen anderen Messanbieter zu wählen.

Eine verursachergerechtere Kostenanlastung setzt ein Zweifaches voraus. Erstens müssen die Kosten, welche dem Netzbetreiber im Rahmen seiner gesetzlichen Pflicht zur Verrechnungsmessung entstehen, separat ausgewiesen werden. Diese Trennung von Netz- und Messkosten lässt sich auf Ebene der Kostenrechnung verwirklichen (vgl. Art. 7 Abs. 3 StromVV). Zweitens dürfen die nunmehr separat ausgewiesenen

Kosten der Verrechnungsmessung nicht (mehr) via Netznutzungstarif und Netznutzungsentgelt überwälzt werden. Vielmehr müssen sie gezielt denjenigen Messkunden angelastet werden, die das gesetzliche Leistungsangebot des Netzbetreibers effektiv nutzen.

In diesem Sinne sind die Netzbetreiber künftig nach den *Absätzen 1 und 2* verpflichtet, kostenbasierte Messtarife für die Dauer von jeweils einem Jahr festzulegen – so wie auch die Netznutzungs- und die Elektrizitätstarife. Anhand dieser können sie das geschuldete Messentgelt auf der Basis der anrechenbaren Kosten ermitteln. Die Netzbetreiber dürfen die Messtarife je nach Messmittel und Art der Messdienstleistung unterschiedlich festsetzen. Im Übrigen müssen sie sich am Grundsatz der verursachergerechten Kostenanlastung orientieren. Dies bedeutet unter anderem, dass bei Messkunden mit mehreren Messpunkten allfällige Synergieeffekte (Installation, Datenübermittlung usw.) berücksichtigt werden können.

Nach *Absatz 3* darf das Messentgelt die anrechenbaren Betriebs- und Kapitalkosten nicht übersteigen. Die Anrechenbarkeit beurteilt sich nach den Kriterien der Zuverlässigkeit und der Effizienz. Wie bei den Netzkosten bestimmt der Bundesrat über die Höhe der Eigenkapitalrendite (WACC), welche für allfällige Investitionen im Bereich der Verrechnungsmessung angemessen ist. Die Anrechenbarkeit der Messkosten, die Höhe der Messtarife und das Messentgelt unterliegen der Prüfung durch die ElCom (Art. 22 Abs. 2 Bst. b). Treten (positive oder negative) Deckungsdifferenzen auf, sind diese analog zu den Netzkosten in den folgenden Tarifperioden über eine entsprechende Tarifanpassung auszugleichen.

Anzumerken ist, dass die Kosten für die betriebliche Messung von diesem Prozess unberührt bleiben; diese fliessen nicht in die Messtarife, sondern wie bisher in die Kalkulation der Netznutzungstarife ein.

Absatz 4 verdeutlicht, dass die Messtarife für grössere Messkunden auch dann nicht gelten, wenn diese von ihrem gesetzlichen Wahlrecht keinen Gebrauch machen. Der Verteilnetzbetreiber ist ihnen gegenüber in der Preissetzung frei.

Art. 17a^{ter} Intelligente Messsysteme

Mit der Revision des StromVG im Rahmen der Totalrevision des EnG wurde der Bundesrat ermächtigt, den Verteilnetzbetreibern Vorgaben zur Einführung intelligenter Messsysteme zu machen. Künftig kann er auch Messstellenbetreiber und Messdienstleister, die sich im freien Markt bewegen, in die Pflicht nehmen, ab einem bestimmten Zeitpunkt bei allen oder bestimmten Messkunden ausschliesslich oder überwiegend intelligente Messsysteme zu verwenden. Der Bundesrat kann den Zeitrahmen für die verschiedenen Akteure gegebenenfalls auch differenziert ausgestalten. Aufgrund der neuen Bestimmungen zum Messwesen (Art. 17a und 17a^{bis}) findet sich die ehemals in Artikel 17a enthaltene Bestimmung neu in einem Artikel 17a^{ter} wieder.

Die neue StromVG-Regelung zu Flexibilität beschränkt sich auf Grundprinzipien. Die Absätze 1 und 3 enthalten allgemeine Grundsätze und die Absätze 2 und 4 widmen sich der netzdienlichen Nutzung.

Absatz 1 stipuliert, wem die Flexibilität «gehört», und enthält somit die oberste Grundregel. Das Gesetz weist den Erzeugern, Endverbrauchern und Speicherbetreibern die Flexibilitätsinhaberschaft zu. Aus diesem Recht an der Flexibilität leitet sich mehrerlei ab, u.a. dass die Inhaber entscheiden, wen sie die Flexibilität wie nutzen lassen, oder auch, dass niemand gegen ihren Willen eine Nutzung beanspruchen kann. Ausnahme hierzu bildet Absatz 4, der sie verpflichtet, gewisse «garantierte» Zugriffe zu dulden, z.B. in Notfallsituationen. Die Grundregel zur Inhaberschaft gilt für alle Arten von Flexibilität, also namentlich auch für die markt- oder systemdienliche Flexibilität. Das Gesetz sagt zu diesen Bereichen nur, dass die Flexibilitätsnutzung dem Vertragsrecht untersteht; mehr nicht. Die Akteure sind also frei, mit den Flexibilitätsinhabern Verträge abzuschliessen. Natürlich sind auch Zusammenschlüsse möglich (Pooling). Der Bundesrat kann das, was aus der Inhaberschaft folgt, weiter konkretisieren.

Absatz 2 handelt vom Vertrag über die netzdienliche Nutzung durch die Verteilnetzbetreiber für den Betrieb ihrer Netze. Der Verteilnetzbetreiber ist hier ausschliesslich in seiner Funktion als Netzbetreiber angesprochen, nicht aber als Lieferant oder Erzeuger von Elektrizität. Bei der Nutzung von Flexibilität im Rahmen des Netzbetriebs kommt von vornherein nur eine netzdienliche Nutzung von Flexibilität in Frage. Eine andere Nutzung verträge sich nicht mit der Entflechtung (Art. 10 Abs. 1 StromVG). Dass den Verteilnetzbetreibern «die netzdienliche Flexibilität offen steht», heisst also auch: Für andere Zwecke dürfen sie sie nicht nutzen. Zwischen dem Verteilnetzbetreiber und dem Erzeuger oder Endverbraucher gibt es wegen der Netznutzung bzw. des Anschlusses ohnehin einen Vertrag (Netznutzungsvertrag). Es bietet sich daher an, die Vereinbarung zur Flexibilität in diesen Vertrag zu integrieren. Die Parteien sind aber letztlich frei, ob sie das tun. Zu regeln haben sie, welche Flexibilitätsnutzungen bzw. -zugriffe zulässig sind, welches die Voraussetzungen und Umsetzungsmittel des Zugriffs sind (z.B. smarte Anwendungen) und die Höhe des Entgelts. Sollte der Bundesrat zusätzliche Regeln erlassen (vgl. Abs. 5), so wird dies den Spielraum der Vertragspartner entsprechend verkleinern. Was die Umsetzungsmittel, die intelligenten Steuer- und Regelsysteme, betrifft, so bestehen bereits Vorgaben. Artikel 17b Absatz 3 verankert ein Zustimmungserfordernis (Opt-in) zugunsten sowohl der Endverbraucher wie auch der Produzenten. Soweit für die Nutzung von Flexibilität solche smarten Anwendungen nötig sind, was meistens der Fall ist, kommt diese Opt-in-Regel vorab zur Anwendung. Es braucht also eine explizite Zustimmung, und zwar mittels einer Einzelabrede. AGB-Klauseln, mit der die Opt-in-Regel ausgehebelt werden, sind nicht zulässig bzw. unwirksam. Gibt jemand diese Zustimmung nicht, wird er – als Flexibilitätsinhaber – auch nicht bereit sein, mit dem Verteilnetzbetreiber einen Flexibilitätsnutzungsvertrag abzuschliessen, was er ja auch nicht muss.

Beim Vertrag zur Flexibilitätsnutzung zu Netzzwecken sind faktisch meistens die Verteilnetzbetreiber in der stärkeren Position. Sie sind es denn auch, die die Vertragskonditionen ausarbeiten und anbieten. Sie müssen zwischen erzeugungs- und verbrauchsseitiger Flexibilität unterscheiden. Die verlangte Einheitlichkeit bei den Konditionen impliziert, dass die Verteilnetzbetreiber, wenn sie die Verträge anwenden, dies möglichst ausgewogen über ihre Flexibilitätspartner hinweg tun, ausser wenn Netzprobleme so gelagert sind, dass sie mit gleichmässigen Flexibilitätszugriffen nicht gelöst werden können. Ohne diese Ausgewogenheit würde die Vorgabe einheitlicher Vertragsbedingungen Theorie bleiben und im praktischen Alltag ausgehebelt. Individuell bzw. massgeschneidert können Vertragsbedingungen in Fällen mit «grosser Netzdienlichkeit» sein. Dazu kann man z.B. eine Verbrauchsstätte zählen, die so gross ist bzw. vergleichsweise so viel Strom braucht (z.B. ein grosses Kühlhaus), dass ihr Flexibilitätsbeitrag ganz stark ins Gewicht fällt. Der Bundesrat kann diesen Begriff präzisieren. Ausserdem ist der Flexibilitätszugriff eines Verteilnetzbetreibers auf sein *eigenes* Netzgebiet beschränkt. Ein Zugriff in fremden, insbesondere in nachgelagerten Netzgebieten ist explizit ausgeschlossen. Die Kosten für die Flexibilitätsnutzung sind als Netzkosten anrechenbar (vgl. die Ausführungen zu Art. 15 Abs. 2 Bst. d).

Absatz 3 enthält einen weiteren Grundsatz, indem er den Zusammenhang zum Netzausbau bzw. anderen netzseitigen Massnahmen, Netzoptimierungen und -verstärkungen, herstellt. Der im Rahmen der Strategie Stromnetze beschlossene Artikel 9b⁴⁷ sieht unter den Netzplanungsgrundsätzen bereits eine gewisse Hierarchie vor und will Ausbauten i.d.R. nur dann, wenn ein sicheres, leistungsfähiges und effizientes Netz mit den anderen Massnahmen nicht erreicht werden kann (NOVA-Prinzip). Die Flexibilitätsnutzung reiht sich nun in dieses Gefüge ein. Sie soll, wenn sie effizienter ist, vor anderen Massnahmen kommen. Zu entscheiden ist stets nach einer allgemeinen Güterabwägung, was insgesamt am meisten Vorteile bringt. Flexibilität soll also u.a. dazu dienen, den Bau neuer Netze zu vermeiden. Für den Fall, dass die Netzbetreiber das Flexibilitätspotenzial vernachlässigen und dem Grundsatz von Absatz 3 nicht nachleben, sind keine Rechtsfolgen vorgesehen. Bewährt sich dieser Freiwilligkeits-Ansatz nicht, ist denkbar, dass der Bundesrat dereinst weitergehende Vorgaben macht.

Absatz 4: Die Verteilnetzbetreiber sollen sich Flexibilitätsnutzungsrechte v.a. vertraglich sichern. Für ganz bestimmte Situationen sind ihnen jedoch Flexibilitätszugriffe garantiert, die Vorrang vor kollidierenden Ansprüchen Dritter haben. Auch die «Eigenoptimierung» der Flexibilitätsinhaber hat zurückzustehen. Die garantierten Zugriffe stehen nur den jeweils lokalen Verteilnetzbetreibern zu («in ihrem Netzgebiet»). Es besteht ein Konflikt zum Zustimmungserfordernis für den Einsatz eines intelligenten Steuer- und Regelsystems (Art. 17b Abs. 3), der in Artikel 17b^{bis} nun zuungunsten der Flexibilitätsinhaber, v.a. der Produzenten, entschieden wird. So nützt z.B. bei der Abregelung dem Produzenten seine Nicht-Zustimmung, sei es zum konkreten Zugriff oder generell zum Einsatz einer smarten Anwendung, nichts. Immerhin ist zu betonen, dass die Endverbraucher und ihr Opt-in-Recht hier nicht betroffen sind.

Ein bekannter Zugriffsfall bei der erzeugungsseitigen Flexibilität ist die sogenannte Abregelung, d.h. das Nichtzulassen von Einspeisung ins Netz (Bst. a). Dieses Zu-

⁴⁷ Noch nicht in Kraft.

griffsrecht wird eingeräumt, weil eine erzeugungsseitige Begrenzung für den Netzbetreiber ein effizientes und einfaches Mittel ist, um einen durch Einspeisespitzen bedingten Netzausbau zu vermeiden. Den Netzbetreibern soll dieses Mittel zustehen, ohne dies individuell bei jedem Erzeuger verhandeln zu müssen. Es ist jedoch nicht unbegrenzt, sondern geht nur bis zu einem bestimmten Anteil der Einspeisung. Der Bundesrat wird diesen – es geht um die Energie und nicht um die Leistung – pro Produktionstechnologie festlegen (in Prozent). Deutschland hat Kriterien für die Ermittlung eines solchen Werts erarbeitet, die auch für die Schweiz interessant sein könnten. Der Schweizer Wert dürfte dereinst im einstelligen Bereich liegen. Die Parteien können vertraglich auch einen höheren Wert vereinbaren. Die Vergütung soll in den Fällen von Absatz 4 «angemessen» sein, was der Bundesrat, soweit sinnvoll und überhaupt möglich, näher präzisieren kann. «Angemessen» kann in den drei Fällen von Absatz 4 je etwas anderes bedeuten. Im Fall von Buchstabe c geht es um die eigentlichen Notfälle, die, über alle Netzbetreiber hinweg, die absolute Ausnahme sein sollen. Notzugriffe sind gratis, ausser wenn der Verteilnetzbetreiber sie abwenden könnte. Nicht zumutbar ist ein Abwenden z.B., wenn es sehr teuer wäre oder wenn das Ereignis nicht vorhersehbar war. Fälle nach Buchstabe c können u.U. schwer von jenen nach Buchstabe b (Überbrückung) abzugrenzen sein.

Absatz 5: Das Potenzial für Vorschriften auf Stufe StromVV ist relativ gross. Der Bundesrat wird zu gegebener Zeit entscheiden, wie stark er regulieren will, wobei sich der Bedarf im Verlauf der Zeit ändern kann. Einerseits wird er offene Begriffe des Gesetzes näher ausführen (z.B. «grosse Netzdienlichkeit») oder Ausprägungen der Prinzipien konkretisieren. Er kann z.B. die Speicher der verbrauchsseitigen Flexibilität zuordnen (weil dort relevanter als erzeugungsseitig) oder Verteilnetzbetreiber dazu verpflichten, immer mindestens ein Netznutzungsprodukt ohne Flexibilitätsnutzung anzubieten (als Ausfluss des Rechts der Flexibilitätsinhaber, selber zu bestimmen, ob sie ihre Flexibilität durch Dritte nutzen lassen bzw. durch wen und wie) oder aber die Verteilnetzbetreiber verpflichten, beim effektiven Nutzen der Flexibilität die verschiedenen Inhaber gleichmässig und ausgewogen zu beanspruchen („Nicht-Diskriminierung“). Andererseits sind bundesrätliche Regeln gestützt auf die expliziten Delegationen möglich. Absatz 5 ist – mit Ausnahme des Auftrags, technologiespezifisch den abregelbaren Anteil festzulegen – eine Kann-Bestimmung. Mit den Transparenz- bzw. Publikationspflichten der Verteilnetzbetreiber (Bst. a) geht es v.a. darum, dass die Flexibilitätsinhaber (als schwächere Vertragspartei mit Informationsrückstand) ein grobes Bild erhalten, was hinsichtlich Flexibilität in ihrem Umfeld bzw. allgemein läuft. Evtl. werden in einem ersten Schritt nur eher allgemeine Angaben verlangt (Transparenz), später aber vielleicht eine detailliertere Offenlegung (Publikation). Die Preise, die die Netzbetreiber für netzdienlich genutzte Flexibilität zahlen, fliessen in die Netznutzungstarife ein (Tarif für Nutzung mit Flexibilität und Tarif für Nutzung ohne) und sind zu publizieren (Art. 12). Als Schutzbestimmung zugunsten der Flexibilitätsinhaber (Bst. b) ist z.B. denkbar, dass gewisse AGB-Klauseln untersagt werden, die Flexibilitätsinhaber zu stark benachteiligen. Bereits wurde der Fall der Zustimmungsregel für den Einsatz intelligenter Steuer- und Regelsysteme erwähnt (Art. 17b Abs. 3); diese Regel darf nicht via AGB-Klauseln ausgehebelt werden. Keine StromVV-Regeln soll es zur Vergütung geben (etwas anderes ist die Vergütung bei den garantierten Nutzungen; vgl. oben). Vielmehr ist die ElCom aufgerufen, bei

Missbräuchlichkeit einzugreifen (Art. 22). Keine Delegation ist für Massnahmen enthalten, die verhindern, dass die Netzbetreiber Informationen, die sie über die Flexibilitätsnutzung erlangen, auch anderweitig als für die Netzsparte nutzen. Dass dies nicht zulässig ist, ergibt sich schon aus den Entflechtungsregeln (Art. 10). Nötigenfalls könnte der Bundesrat auf dieser Basis regulatorisch tätig werden. Angesprochen in Absatz 5 ist sodann die Konstellation, bei der die Verteilnetzbetreiber dank ihrer starken Stellung bzw. der Möglichkeit, relativ attraktive Vergütungen anzubieten, bewirken, dass andere Flexibilitätsnutzer mit sinnvollen Flexibilitätsnutzungen verdrängt werden (Bst. d). Wird die Bildung solcher Produkte und Märkte verhindert, soll der Bundesrat, wenn auch mit Zurückhaltung, regulierend eingreifen können. Einen weiteren Fokus als nur die netzdienliche Flexibilität hat Buchstabe e. Es kann dereinst ein Bedarf entstehen, auch bei anderer, nicht-netzdienlicher Flexibilität gewisse Leitplanken zu setzen, z.B. dann wenn sich eine Praxis bildet, mit der für die netzdienlichen Nutzungen Nachteile in einem Umfang entstehen, der für das System schlecht ist. Zu denken ist etwa daran, dass gewisse Flexibilitätsnutzungen dazu führen, dass netz- bzw. bilanzseitig viel Ausgleichsenergie nötig wird (mit entsprechenden Kostenfolgen). Sinnvoll kann auch ein Monitoring der neuen Flexibilitätsregelung sein. Hierfür wäre die ECom zuständig, die mit diesem Auftrag in der Verordnung betraut würde.

Art. 17b^{ter} Datenaustausch und Informationsprozesse

Artikel 17b^{ter} befasst sich mit dem Daten- und Informationsaustausch, der nicht zuletzt zur Abwicklung der in einem geöffneten Strommarkt stattfindenden Wechselprozesse (vgl. Art. 13a) unabdingbar ist. Im Zuge der vollständigen Marktöffnung werden sich Anzahl und Frequenz solcher Wechselprozesse weiter erhöhen, womit es von noch essenziellerer Bedeutung ist, dass der Informationsprozess unter den beteiligten Akteuren reibungslos funktioniert. Werden die erforderlichen Daten und Informationen nicht rechtzeitig oder nicht in der erforderlichen Qualität geliefert, behindert dies den Marktzutritt von Drittanbietern. Aus diesem Grund wird der Kern der bisher auf Verordnungsstufe enthaltenen Regelung (vgl. Art. 8 Abs. 2–4 StromVV) auf die Gesetzesstufe gehoben und mit einer neuen Strafbestimmung für den Fall einer unrichtigen Datenbearbeitung flankiert (Art. 29 Abs. 1 Bst. e^{bis}). Die konkrete Ausgestaltung des Datenaustauschprozesses und einer weiteren Digitalisierung obliegt der Branche. In Anbetracht der zahlreichen Schnittstellen erscheint eine Zentralisierung und Vereinheitlichung der verschiedenen Prozesse mittels Errichtung eines «Datahubs» als volkswirtschaftlich sinnvollste Option; auch für eine fortschreitenden Digitalisierung (siehe Kapitel 1.3.12). Die auf dem Subsidiaritätsprinzip beruhende gesetzliche Regelung lässt Raum für eine solche Lösung.

Nach *Absatz 1* sind alle Daten und Informationen, die zur Durchführung der gesetzlich vorgesehenen Aufgaben und Prozesse nötig sind, unentgeltlich zur Verfügung zu stellen. Adressat dieser Pflicht sind diejenigen Netzbetreiber bzw. diejenigen beauftragten Messstellenbetreiber und Messdienstleister, welche über die relevanten Daten und Informationen verfügen. Als Berechtigte kommen – je nachdem, wofür die Daten und Informationen begehrt werden – neben Verteilnetzbetreibern, Messstellenbetreibern und Messdienstleistern selbst insbesondere Elektrizitätslieferanten, Bilanzgruppenverantwortliche, Energiedienstleistungsunternehmen und die Swissgrid in Frage. Der Inhalt der zur Verfügung zu stellenden Daten und Informationen richtet sich nach

dem, was zur Durchführung der betreffenden Aufgaben und Prozesse erforderlich ist. Angesprochen sind damit insbesondere der Netzbetrieb, das Bilanzmanagement, die Vornahme von Energielieferungen, die Abwicklung von Wechselprozessen nach Artikel 13a und Artikel 17a Absatz 3 Buchstabe a, der Einsatz von intelligenten Steuer- und Regelsystemen sowie die Berechnung und Anlastung des Netznutzungsentgelts und anderer Kosten. Neben diesen stromversorgungsrechtlich relevanten Vorgängen fallen auch Aufgaben und Prozesse in Betracht, die in der Energiegesetzgebung vorgesehen sind, beispielsweise im Zusammenhang mit der Direktvermarktung oder der Erhebung des Netzzuschlags. Als Berechtigte kommt in dieser Hinsicht unter anderem auch die Vollzugsstelle (Art. 64 EnG) in Betracht.

Die *Absätze 2 und 3* nehmen zwei datenschutzrechtliche Grundprinzipien auf, die sich an sich bereits aus dem Bundesgesetz vom 19. Juni 1992⁴⁸ über den Datenschutz (DSG) ergeben würden. Abgesehen von der Datenbearbeitung im Umgang mit intelligenten Mess-, Steuer- und Regelsystemen findet dieses jedoch auf gewisse Akteure, namentlich auf die nach kantonalem oder kommunalem Recht konstituierten EVU, keine Anwendung (Art. 2 DSG). Nach *Absatz 2* darf eine Bearbeitung von Mess- und Stammdaten, die zur Durchführung der gesetzlich vorgesehenen Aufgaben und Prozesse nicht zwingend nötig ist, nur im ausdrücklichen Einverständnis des Betroffenen stattfinden. Mit anderen Worten kann die Bereitschaft zum Netzanschluss nicht gleichsam als implizite Zustimmung für eine Datenbearbeitung gewertet werden, die zur Stromversorgung nicht unabdingbar ist. Zu denken ist beispielsweise an eine Erfassung der Lastgänge mit einer kürzeren als der vom Verordnungsgeber vorgesehenen Periodizität (aktuell 15 Min gemäss Art. 8a Abs. 1 Bst. a Ziff. 2 StromVV). *Absatz 3* nimmt den Kerngehalt von Artikel 8 DSG auf: Endverbraucher, Erzeuger und Speicherbetreiber haben gegenüber sämtlichen Akteuren, die an der Datenbearbeitung beteiligt sind, Anspruch auf unentgeltliche Herausgabe all ihrer Mess- und Stammdaten, unabhängig davon, ob diese im Sinne von Absatz 1 oder im Sinne von Absatz 2 erlangt wurden.

Aufgrund der hohen Komplexität und Technizität der Materie beschränkt sich der Normgehalt von Absatz 1 auf die grundlegenden Prinzipien. *Absatz 4* enthält deshalb eine weit gefasste Delegationsnorm. Gestützt darauf kann der Bundesrat die Zurverfügungstellung der genannten Daten und Informationen näher regeln. Dazu gehört neben der Festlegung der massgebenden Fristen und der Form der Übermittlung (z.B. Automatisierung) insbesondere auch die Definition der jeweiligen Datenformate. Dies dient der Gewährleistung der Einheitlichkeit und der erforderlichen Qualität. Weiter kann er den Inhalt der notwendigen Daten und Informationen konkretisieren. Es ist davon auszugehen, dass in den Ausführungsvorschriften im Sinne der Subsidiarität (Art. 3 Abs. 2) auch auf Richtlinien der Branche verwiesen wird.

Art. 17c Sachüberschrift und Abs. 3

Mit der zunehmenden Verbreitung von intelligenten Mess-, Steuer- und Regelsystemen steigen die sicherheitstechnischen Anforderungen an die Unternehmen, welche die in datenschutzrechtlicher Hinsicht kritischen Infrastrukturen der Elektrizitätsnetze

⁴⁸ SR 235.1

betreiben. Zum einen ist der Schutz sensibler Daten zu gewährleisten, insbesondere aufgrund der automatisierten und digitalen Datenübertragung. Zum anderen müssen gerade die Steuer- und Regelsysteme über ein ausreichendes Mass an informationstechnischer Sicherheit verfügen, da mit ihnen aktiv in den Betrieb der Elektrizitätsnetze eingegriffen wird. Neben technischen Anforderungen an die Betriebsmittel kann dies auch Massnahmen in organisatorischer Hinsicht erfordern. Der neue *Absatz 3* gewährleistet, dass der Bundesrat in den Ausführungsbestimmungen spezifische Anforderungen an die betreffenden Geräte und Kommunikationseinrichtungen definieren und auch ein Verfahren zur Überprüfung von deren Einhaltung implementieren kann. Im Sinne des Kooperations- und Subsidiaritätsprinzips (Art. 3) ist angedacht, dass die Branche auf Basis einer vom BFE erstellten Schutzbedarfsanalyse sowie unter Berücksichtigung der relevanten Normen und Empfehlungen anerkannter Fachorganisationen die Einzelheiten in Richtlinien näher umschreibt.

Die ElCom wird im Rahmen ihrer Zuständigkeit nach Artikel 22 Absatz 1 für die Einhaltung der Anforderungen an die Datensicherheit sorgen.

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

In *Absatz 4* wird in Anlehnung an andere Rechtsgebiete (vgl. z.B. Art. 42 und 49 des Bundesgesetzes vom 4. Oktober 1991⁴⁹ über das bäuerliche Bodenrecht [BGBB]) für die Vorkaufsrechte an Swissgrid-Aktien eine Rangfolge vorgesehen. Vorkaufsberechtigt sind dabei grundsätzlich *alle* Kantone, respektive Gemeinden oder schweizerischen EVU, nicht nur jene, die bereits Swissgrid-Aktien halten. Bisweilen wird für das geltende Recht eine engere Auslegung postuliert. Eine solche ist auch in den aktuellen Swissgrid-Statuten angelegt. Die vorgeschlagene Regelung orientiert sich jedoch bewusst an der weiten Auslegung. Der Ausschluss von Akteuren, die geeignet sind, die gesetzlich geforderten Mehrheiten sicherzustellen, würde nämlich im Widerspruch stehen zum Sinn des Vorkaufsrechts als Instrument zur Sicherung dieser Mehrheiten. Eine Rangordnung unter den Berechtigten scheint daher wesentlich sinnvoller als eine grundlegende Verkleinerung des Berechtigtenkreises. Es wird an der Swissgrid sein, allfällige Widersprüche zwischen den aktuellen Statuten und dem Gesetz (welches den Statuten ohnehin vorgeht) zu beheben. Die neue Rangfolge-Regelung soll, zusammen mit den durch den Bundesrat zu klärenden Verfahrens- und weiteren Fragen, die Handhabung der grossen Zahl an Vorkaufsberechtigten erleichtern.

Zentrale Frage ist, welche Käufer als «Kanton» oder «Gemeinde» gelten. Was auf den ersten Blick eindeutig scheinen mag, kann in der Praxis nicht unproblematisch sein. Klar ist der Fall, wenn ein Kanton selbst, z.B. vertreten durch eine Direktion oder ein Amt, Aktien kauft. Bei dezentralen Einheiten wird es hingegen häufig schwieriger sein, zu beantworten, ob das «Swissness-Kriterium» erfüllt ist oder nicht. Da die Vorkaufsrechte (wie auch die Stimmrechtssuspendierung; vgl. Art. 19b) der Sicherung der schweizerischen Beherrschung dienen, wird hier wie dort sinnvollerweise auf den Leitgedanken der «direkten oder indirekten Beherrschung durch Kantone oder Gemeinden» abzustützen sein. Wer zur staatlichen Sphäre gehört, dem kommt also dann

⁴⁹ SR 211.412.11

ein Vorkaufsrecht im Rang 1 bzw. 2 zu, wenn eine entsprechende Einflussnahmemöglichkeit der öffentlichen Hand gegeben ist. Ob dies vorliegt, wird jeweils im Einzelfall aufgrund der konkreten Beteiligungsverhältnisse zu prüfen sein.

Gestützt auf *Absatz 4^{bis}* wird der Bundesrat das Nötige rund um die Vorkaufsrechte regeln können, namentlich Verfahrensfragen, welche die Handhabung der grossen Menge an potenziell Vorkaufsberechtigten erleichtern. Er wird sich, soweit sinnvoll, an die Regelung im Zivilgesetzbuch vom 10. Dezember 1907⁵⁰ (Grundeigentum) anlehnen, die auch schon heute beigezogen wird. Sinnvollerweise für anwendbar erklärt wird er das beim Grundstückkauf geltende Prinzip, wonach kein Vorkaufsfall vorliegt, wenn ein anderer Vorkaufsberechtigter kauft, was hier bedeuten muss, dass jeweils kein Vorkaufsrecht auflebt gegenüber Käufern im gleichen oder einem vordeuten Rang. Dies ermöglicht es einerseits Kantonen und Gemeinden besser, ohne «Störung» durch Vorkaufsberechtigte zu kaufen. Das ist gerade für Gemeinden, für die der Kauf grösserer Aktienpakete oft nicht möglich ist, wesentlich attraktiver als ein Vorkaufsrecht, denn so können sie selbst über Grösse des Aktienpakets und Preis verhandeln und müssen nicht, wie im Vorkaufsfall, die Konditionen des ursprünglichen Geschäfts übernehmen. Andererseits erlaubt dieser Grundsatz den Gemeinwesen, das Vorkaufsrecht gegenüber EVU geltend zu machen, was die Swissness der Swissgrid potenziell steigert, ebenso wie deren Entflechtung von der Strombranche.

Eine weitere vom Bundesrat zu klärende Frage ist (*Bst. c*), was passiert, wenn mehrere Berechtigte ihr Vorkaufsrecht gleichzeitig ausüben. Er kann dies sogar zu einer Frage erklären, die in den Statuten zu regeln ist. In der Sache wird sinnvollerweise Raum für Verhandlungen gelassen. Ansonsten soll der Verkäufer frei entscheiden können, ob er das Paket aufteilen oder als Ganzes einem einzelnen Käufer überlassen will.

Gestützt auf *Buchstabe a* kann der Bundesrat den Vorkaufsfall wegdefinieren für den Kauf durch Organisationen, die zwar nicht die erforderlichen Beteiligungsverhältnisse bzw. die erforderliche öffentliche Einflussnahmemöglichkeit aufweisen, um als „Kanton“ oder „Gemeinde“ gelten zu können (die also auch kein Vorkaufsrecht haben sollen), die aber doch eine gewisse Nähe zur öffentlichen Hand aufweisen. Solchen Gebilden kann der Bundesrat auf diesem Weg immerhin den störungsfreien Kauf von Swissgrid-Aktien ermöglichen, sofern ein Einstieg bei der Swissgrid politisch gewünscht ist. Zu denken ist zum Beispiel an öffentliche Pensionskassen, die zwar autonom sein müssen, aber gleichwohl klarerweise zur staatlichen Sphäre gehören. Auch für gewisse interne Aktienübertragungen kann dies sinnvoll sein. Bei EVU steht dies indes in einem gewissen Widerspruch zum Gedanken, ihre Position (mindestens gegenüber den Kantonen und Gemeineden) eher nicht zu stärken.

Zu regeln sind schliesslich (*Einleitungssatz*) die Publikation (z.B. im Schweizerischen Handelsamtsblatt) und die Fristen, einschliesslich der Frage, ob diese für alle Berechtigten gleichzeitig zu laufen beginnen. Denkbar sind dabei auch Sonderregeln z.B. für Gemeinwesen, für die die Fristen zu kurz sind, da der Entscheid über die Wahrnehmung ihres Rechts durch politische Gremien zu erfolgen hat.

Die Regelung der Vorkaufsrechte – als ein zwischen der AG und ihren (potenziellen) Aktionären spielendes Instrument – ist privatrechtlicher Natur. Entscheide über seine

⁵⁰ SR 210

Anwendung unterliegen dementsprechend der Zivilgerichtsbarkeit. Die ElCom könnte höchstens zum Zuge kommen, wenn sich im Zusammenhang mit Vorkaufsrechten auch öffentlich-rechtliche Fragen (solche aus dem StromVG) stellen.

Mit der Ergänzung von *Absatz 6* wird klargestellt, dass die Swissgrid an sogenannten ÜNB/ÜNB-Modellen teilnehmen darf. Aus der Funktionsweise von solchen Modellen (vgl. dazu oben, Ziff. 1.3.6) ergibt sich, dass die Swissgrid nicht als eigentliche Anbieterin von Systemdienstleistungen auftritt, sondern dass sich ihre Rolle auf diejenige einer Vermittlerin beschränkt. Dem geltenden Wortlaut lässt sich nicht mit der gewünschten Klarheit entnehmen, ob die Swissgrid Systemdienstleistungen im Rahmen eines ÜNB/ÜNB-Modells an ausländische Übertragungsnetzbetreiber vermitteln kann. Klar ist, dass sie das Übertragungsnetz betreiben und es als eine Regelzone führen muss (Art. 20 Abs. 2 Bst. a). Klar ist weiter, dass dazu die Bereitstellung von Systemdienstleistungen (betriebs-) notwendig ist (Art. 18 Abs. 6 Satz 2), wobei bereits heute die Verordnung konkretisierend klärt, dass die grenzüberschreitende Beschaffung von Regelenergie zulässig ist (Art. 26 Abs. 2 StromVV). Neu wird nun explizit geklärt, dass das ganze System einer regelzonenübergreifenden Beschaffung von Systemdienstleistungen gemeinsam mit ausländischen Übertragungsnetzbetreibern mit allen dafür nötigen Handlungen zulässig ist. Dazu gehört namentlich auch die in diesem Kontext getätigte Vermittlung von Systemdienstleistungen an ausländische Übertragungsnetzbetreiber. Mit der Klarstellung wird der Swissgrid nicht etwa eine Beschaffung von Systemdienstleistungen mittels ÜNB/ÜNB-Modell vorgeschrieben. Sie kann weiterhin auch direkt geeignete Gebote von ausländischen Anbietern berücksichtigen. ÜNB/ÜNB-Modelle führen zu einer erhöhten Liquidität im Systemdienstleistungsmarkt, wodurch die Beschaffungskosten gesenkt werden können. Dies dient dem effizienten Netzbetrieb. Kosten, die im Zusammenhang mit der regelzonenübergreifenden Beschaffung von Systemdienstleistungen gemeinsam mit ausländischen Übertragungsnetzbetreibern entstehen, sind als Betriebskosten im Sinne von Artikel 15 Absatz 2 zu qualifizieren. Daraus ergibt sich einerseits, dass sie nach Massgabe von Artikel 15 Absatz 1 anrechenbar sind und andererseits, dass die Swissgrid mit dieser Vermittlungstätigkeit keinen Gewinn erzielen darf (vgl. Erläuterungen zu Artikel 15).

Die Änderung in *Absatz 7* dient dazu, die Swissgrid, im Interesse ihrer Unabhängigkeit, besser von der Branche zu entflechten. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund der Rolle der Swissgrid, welche dieser im Zusammenhang mit der Speicherreserve zukommt, von Bedeutung.

Art. 19b Suspendierung der Stimmrechte bei der nationalen Netzgesellschaft

Absatz 1: Artikel 18 Absatz 3 schreibt vor, dass eine Swissgrid-Mehrheit Kantonen und Gemeinden gehören muss (Kapital, Stimmrechte), direkt oder indirekt. V.a. für den Anteil dieser Mehrheit, der indirekt gehalten wird, fehlte es bisher an einem Sicherungsmittel. Dieses wird mit Artikel 19b geschaffen. Die erwähnte materielle Vorgabe bezieht sich auf das Total der Swissgrid-Aktien. Um die Einhaltung dieser Vorgabe zu prüfen, braucht es jedoch ein Kriterium, das sich auf den einzelnen Aktionär bezieht. Das gewählte Kriterium der Beherrschung ist jedoch nur für die Prüfung der Gesamtmehrheitsvorgabe relevant (Abs. 2) und bildet keine neue materielle Vorgabe.

Keine Erklärung (inkl. Belege bzw. Nachweise) müssen die Kantone und Gemeinden, die selbst direkt Aktionäre sind, abgeben. Hier versteht sich die «Swissness» von selbst. Bei den weiteren Fällen, die der Bundesrat vorsehen kann, denkt man zu allererst an den Bund, sofern er auch einmal Aktionär der Swissgrid werden sollte. «Staatlich» will also alle drei Staatsebenen erfassen. «Beherrschung» bedeutet Möglichkeit zur Einflussnahme, und zwar massgeblich, was nötigenfalls auf tieferer Stufe noch präzisiert werden kann. Die Beherrschung wird sich demnach in einer Beteiligungskette weit vorne manifestieren müssen, die Analyse komplexerer Beteiligungsketten bis ins letzte Glied wird also kaum nötig sein (und wäre auch nicht verhältnismässig). Die Erklärung bzw. die Nachweise müssen jeweils im Vorfeld zu einer Generalversammlung beigebracht werden. Bei Aktionären, die schon länger nicht kantonal oder kommunal beherrscht sind, wäre es jedoch ein aufwändiger Leerlauf, wenn sie den negativen Bescheid immer wieder aufs Neue bestätigen müssten. Hier braucht es eine auf die Konstellation angepasste Lösung, wofür sich die Statuten eignen dürften.

Absatz 2 beschreibt den Prüfschritt, der folgt, wenn die Resultate nach Absatz 1 vorliegen. Bei Aktionären, die nicht selber Kantone oder Gemeinden sind, wendet die Swissgrid also das «Beherrschungs»-Kriterium an. Die erforderliche gesamte Mehrheit (Art. 18 Abs. 3) kann aus einer Mischform bestehen, z.B. aus 20 Prozent direkter und 35 Prozent indirekter (kantonaler oder kommunaler) Mehrheit.

Sind die erforderlichen Mehrheiten nicht gegeben, so werden jeweils im Hinblick auf eine Generalversammlung (GV) bei jenen Aktionären, die nicht dargetan haben, dass sie die nötigen Mehrheitsverhältnisse aufweisen, die Stimmrechte partiell suspendiert (Abs. 3). Von der Suspendierung betroffen sind nicht nur Aktionäre, die nachweislich *nicht* kantonal respektive kommunal beherrscht sind, sondern alle, die keinen oder einen ungenügenden Nachweis der «Swissness» erbracht haben (sofern sie von der Nachweispflicht nicht ausgenommen sind). Das Gleichbehandlungs- und das Verhältnismässigkeitsgebot erfordern, dass die Suspendierung bei allen Aktionären proportional im gleichen Umfang erfolgt und zudem nur soweit und solange es nötig ist zum Wiedererreichen der verlangten Stimmenmehrheit. Was die «Suspendierung proportional zum Aktienanteil des Aktionärs» bedeutet, sieht man am folgenden Zahlenbeispiel: Die Swissgrid hat 5 Aktionäre, wovon 2 nicht «schweizerisch» sind, nämlich A mit einem Anteil von 40 Prozent und B mit einem solchen von 20 Prozent. Es müssen nun aber erstens nicht diese ganzen 60 Prozent, die nicht «schweizerisch» sind, suspendiert werden, sondern nur 10 Prozent (+ je 1 Stimme bei A und B), und dies, zweitens, im Verhältnis 2:1 zulasten von A (entspricht der Aktienverteilung zwischen A und B). Suspendiert werden nur die Stimmrechte selbst, nicht jedoch die direkt damit zusammenhängenden Rechte (Antrags-, Traktandierungs- und Einsichtsrecht). Ebenso wenig werden andere Aktionärsrechte tangiert, wie das Recht auf Dividende oder z.B. das Bezugsrecht, denn die vorgeschlagene Regelung ist ausschliesslich darauf gerichtet, die negativen Folgen von nicht-gesetzeskonformen Beteiligungsverhältnissen zu beseitigen. Sie soll dagegen nicht in die Beteiligungsverhältnisse an sich eingreifen. Zu betonen ist weiter, dass es an der Swissgrid selbst sein wird, diese Vorgaben im Rahmen von Gesetz und Verordnung umzusetzen. Ihr soll ein entsprechender Spielraum verbleiben. Sie wird allenfalls auch ergänzende statutarische Regelungen erlassen, z.B. darüber, wie die erforderlichen Nachweise zu erbringen sind und wie genau die Suspendierung zu erfolgen hat (z.B. bis auf Weiteres oder immer wieder

neu). Für die Beurteilung allfälliger Streitfälle über die Suspendierung werden die Zivilgerichte zuständig sein. Wer z.B. findet, seine Stimmrechte seien zu Unrecht suspendiert worden, ficht beim Zivilgericht den entsprechenden GV-Beschluss an (Art. 706 OR). Die ElCom kann dann tätig werden, wenn sie z.B. feststellt, dass die Swissgrid die Regelung von Artikel 19b gar nicht oder systemisch falsch umsetzt.

Art. 20 Abs. 2 Bst. b und c sowie Abs. 3

In *Absatz 2 Buchstabe b Satz 2* wird kein bestimmter Akteur mehr erwähnt, weil nicht massgebend ist, wer Systemdienstleistungen anbietet, sondern ob die Präqualifikationsbedingungen der Swissgrid erfüllt werden (vgl. Erläuterungen zu Art. 4 Abs. 1 Bst. e). Mit der Änderung wird zudem klargestellt, dass die Swissgrid nicht nur Regelernergie in marktorientierten, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren beschaffen muss, sondern alle Systemdienstleistungen, die sie nicht selbst erbringt. Auch dieser Aspekt wird – basierend auf einer Verordnungsbestimmung (Art. 22 Abs. 1 StromVV) – bereits heute so gelebt. Mit der Änderung in *Satz 3* wird die Swissgrid verpflichtet, bei der Beschaffung von Systemdienstleistungen Anlagen, mit denen Elektrizität verbraucht wird, ohne dass eine Nutzung oder Zwischenspeicherung für eine spätere Nutzung dieser Elektrizität erfolgt, nicht oder nur noch eingeschränkt (z.B. bei Liquiditätseingüssen auf dem Systemdienstleistungsmarkt) zu berücksichtigen. Als Beispiel kann eine Anlage erwähnt werden, mit welcher der Swissgrid negative Regelernergie angeboten wird, indem die ausgespeiste Elektrizität in Wärme umgewandelt und diese Wärme ohne weitere Nutzung in die Umwelt abgegeben wird. Eine solche reine «Vernichtung» von Elektrizität ist mit dem Ziel der Energiestrategie 2050 einer effizienten Energienutzung nicht vereinbar und hat das Potential, Flexibilitäten, bei denen die ausgespeiste Elektrizität tatsächlich genutzt oder zwecks späterer Nutzung zwischengespeichert wird, zu behindern. Solche Anlagen sind bei der Beschaffung von verbrauchsseitigen Systemdienstleistungen in letzter Priorität zu berücksichtigen.

Der Fall einer Gefährdung des sicheren Übertragungsnetzbetriebs wird weiterhin im Aufgabenkatalog der Swissgrid in *Absatz 2 Buchstabe c* erwähnt. Die eigentliche materielle Regelung findet sich neu in Artikel 20a. Aus Gründen der Einheitlichkeit wird mit Blick auf Artikel 8 auch an dieser Stelle statt vom stabilen Netzbetrieb vom sicheren Netzbetrieb gesprochen. Eine materielle Änderung erfolgt dadurch nicht.

Nach dem bisherigen *Absatz 3* war der Bundesrat befugt, die Swissgrid zu verpflichten, für den Abruf von Regelernergie vorrangig Elektrizität aus erneuerbarer Energie, insbesondere aus Wasserkraft, einzusetzen. Abgesehen von Schwierigkeiten in der Umsetzung kann ein solcher Vorrang die Effizienz des Regelergiemarktes vermindern, der auf eine möglichst hohe Liquidität angewiesen ist. Es erstaunt daher nicht, dass auch die Nachbarstaaten der Schweiz für den Bereich der Regelernergiebeschaffung keine Vorränge kennen. Absatz 3 wird deshalb aufgehoben. Die Swissgrid soll die benötigte Regelernergie technologieutral beschaffen.

Art. 20a Massnahmen bei Gefährdung des sicheren Übertragungsnetzbetriebs

In Artikel 8 Absatz 1 Buchstabe a und Absatz 1^{bis} finden sich die allgemeinen, für alle Netzbetreiber geltenden Vorgaben zum sicheren Netzbetrieb (vgl. Erläuterungen zu

Art. 8 Abs. 1^{bis}). Der Spezialfall einer Gefährdung des sicheren Übertragungsnetzbetriebs wird in Artikel 20a einer spezifischen Regelung zugeführt. Geregelt werden Fallkonstellationen, bei denen die Swissgrid auf die Mitwirkung von weiteren Akteuren angewiesen ist. Soweit sie die notwendigen Massnahmen autonom treffen kann, ergibt sich das Recht und die Pflicht dazu bereits aus Artikel 8 Absatz 1 Buchstabe a. Mit der neuen Bestimmung wird das geltende Konzept, welches zwischen Vereinbarungen und Anordnungen der Swissgrid unterscheidet (vgl. geltender Art. 20 Abs. 2 Bst. c sowie Art. 5 StromVV), weiter geschärft und entsprechend seiner zentralen praktischen Bedeutung auf Stufe Gesetz eingehender geregelt.

In *Absatz 1* wird der Regelfall im Zusammenhang mit Gefährdungen des sicheren Übertragungsnetzbetriebs geregelt. Die Swissgrid ist verpflichtet, die zur Vermeidung oder Beseitigung einer solchen Gefährdung notwendigen Massnahmen vertraglich vorzubereiten. Als Beispiele für solche Massnahmen können automatische oder manuelle Lastabwürfe erwähnt werden, mit welchen im Notfall ein Netzzusammenbruch verhindert werden kann. Je nach Massnahme kann ein beachtlicher Aufwand anfallen, damit sie im Ernstfall zeitnah ausgelöst werden kann. Daher ist vorausschauendes Handeln zentral. Mit präventiven Massnahmen («Vermeidung») soll der Eintritt einer Gefährdung verhindert werden. Damit sind Massnahmen gemeint, die dann ausgelöst werden, wenn sich die Gefährdung bereits konkret abzeichnet. Massnahmen im Zusammenhang mit dem Normalbetrieb sind im Gegensatz zu Artikel 8 Absatz 1^{bis} folglich nicht erfasst. Je nach benötigter Reaktionszeit kann es notwendig sein, dass die Swissgrid einen direkten Zugriff z.B. auf Netzelemente anderer Netzebenen oder Erzeuger bzw. Lasten erhält. Im Unterschied zur für alle Netzbetreiber geltenden Vorgabe von Artikel 8 Absatz 1^{bis} kann die Swissgrid bei Massnahmen nach diesem Artikel nicht nur an ihr Netz angeschlossene Akteure zur Unterstützung beziehen, sondern sie kann grundsätzlich mit allen Akteuren, die in der Schweiz direkt oder indirekt an ein Elektrizitätsnetz angeschlossen sind (einschliesslich Verteilnetzbetreibern) solche Vereinbarungen abschliessen. Der weite Kreis der zur Unterstützung Verpflichteten bedeutet indes keinesfalls, dass die Swissgrid z.B. flächendeckend mit Endverbrauchern auf tieferen Netzebenen Vereinbarungen abschliessen müsste, damit im Notfall regional Netzlast abgeworfen werden kann. Vielmehr dürften sich Vereinbarungen mit Verteilnetzbetreibern anbieten, in denen diese verpflichtet werden, im Gefährdungsfall Lasten in ihrem Netz abzuwerfen bzw. sicherzustellen, dass Verteilnetzbetreiber auf tieferen Netzebenen solche Abwürfe vornehmen. Die betreffenden Verteilnetzbetreiber müssten sodann untereinander und im Verhältnis zu ihren jeweiligen Endverbrauchern vertraglich sicherstellen, dass sie zu den nötigen Handlungen berechtigt sind. Je nachdem, ob die vereinbarte Massnahme eines direkten Zugriffs der Swissgrid auf den Vertragspartner bedarf oder nicht, wird die Swissgrid die Massnahme im Gefährdungsfall selbst treffen oder deren Ergreifung beim betreffenden Vertragspartner veranlassen müssen. Mit der Vorgabe, dass die notwendigen Massnahmen auf einheitliche Weise zu vereinbaren sind, wird die Anwendung einheitlicher Massstäbe vorgeschrieben. Raum für Einzelfallregelungen besteht trotzdem, beispielsweise um an einer besonders neuralgischen Stelle die notwendigen, spezifischen Vorkehrungen zu treffen. Können sich die Parteien nicht auf einen Vertrag einigen, kann die ElCom angerufen werden. Sie kann die Parteien zum Abschluss einer Vereinbarung verpflichten und Vorgaben zum notwendigen Mindestinhalt machen (vgl.

Art. 22 Abs. 2 Bst. e Ziff. 1). Die ElCom kann insbesondere festlegen, ob ein direkter Zugriff zu gewähren ist oder nicht.

In *Absatz 2* wird der Ausnahmefall im Zusammenhang mit Gefährdungen des sicheren Übertragungsnetzbetriebs geregelt. Liegt eine Gefährdung vor und sind die notwendigen Massnahmen entgegen der Vorgabe von Absatz 1 vorgängig nicht vereinbart worden, so kann und muss die Swissgrid diese Massnahmen ausnahmsweise anordnen. Mögliche Adressaten von Anordnungen sind konsequenterweise die in Absatz 1 erwähnten Akteure. Voraussetzung für solche einseitigen Anordnungen ist aber, dass die Gefährdung des sicheren Übertragungsnetzbetriebs qualifizierter Natur ist (unmittelbar und erheblich). Indem Anordnungen der ElCom anschliessend umgehend gemeldet werden müssen, wird die Basis für eine allfällige Überprüfung gelegt. So könnte namentlich die Einhaltung der stromversorgungsrechtlichen Pflichten zum Netzbetrieb oder die Anrechenbarkeit von Kosten nach Massgabe von Artikel 15 überprüft werden.

In *Absatz 3* wird die Swissgrid ausdrücklich ermächtigt und verpflichtet, Ersatzmassnahmen zu treffen. Da eine Gefährdung des sicheren Übertragungsnetzbetriebs gleichzeitig bedeutet, dass das gesamte Elektrizitätssystem gefährdet ist, muss umgehend reagiert werden können. Daher müssen keine weiteren Voraussetzungen erfüllt sein als dass vereinbarte oder angeordnete Massnahmen von den betreffenden Akteuren nicht ergriffen werden. Bezüglich Kosten von Ersatzmassnahmen sind die Swissgrid und allfällige von den Ersatzmassnahmen betroffene Dritte so zu stellen, als hätten die Säumigen ihre vertraglichen oder angeordneten Pflichten erfüllt. Allfällige Mehrkosten bzw. Kostenpositionen, die der Swissgrid und den von den Ersatzmassnahmen Betroffenen nicht entstanden wären, falls die ursprünglich vereinbarten oder angeordneten Massnahmen ergriffen worden wären, haben ihnen die Säumigen zu ersetzen.

Weil die Massnahmen, mit denen die Swissgrid Gefährdungen des sicheren Übertragungsnetzbetriebs vermeidet oder beseitigt, eine grosse Tragweite aufweisen (Gefährdung des Gesamtsystems), sollen gemäss *Absatz 4* im Sinne eines Grundsatzes auch deren Kosten auf alle Nutzer dieses Systems verteilt werden. Damit Netzkosten unter allen Endverbrauchern schweizweit sozialisiert werden können, müssen sie in einem ersten Schritt dem Übertragungsnetz zugerechnet werden. Soweit die Anrechenbarkeit gemäss Artikel 15 gegeben ist, werden sie sodann in einem zweiten Schritt mittels der sogenannten Kostenwälzung (Art. 15 f. StromVV) auf die Endverbraucher aller Netzebenen verteilt. In der Praxis kann eine Zurechnung von Kosten zum Übertragungsnetz bedeuten, dass die Swissgrid betroffenen Akteuren Kosten ersetzt. Zu denken ist beispielsweise an Kosten, die einem Verteilnetzbetreiber bei der vorbereitenden technischen Implementierung einer Massnahme der Swissgrid entstehen. Durch solche Zahlungen können Kosten auf Stufe Übertragungsnetz verschoben werden. Zu den Kosten von Massnahmen, mit denen die Swissgrid Gefährdungen des sicheren Übertragungsnetzbetriebs vermeidet oder beseitigt gehören die *Kosten der Vorbereitung* sowie die Kosten, die im Zusammenhang mit der *Durchführung* einer solchen Massnahme anfallen. So erfordert beispielsweise ein gezielter manueller Lastabwurf umfangreiche Vorbereitungen, damit im Notfall ein rascher und effizienter Einsatz möglich ist (insb. technische Implementierung und vertragliche Absicherung der Massnahme). Die Kosten der Durchführung sind bei einem entsprechend vorbereiteten

manuellen Lastabwurf überschaubar: hat sich die Swissgrid bzw. der umsetzende Netzbetreiber vertraglich das Recht einräumen lassen, in einer solchen Gefährdungssituation die betreffende Last abzuwerfen, gehören insbesondere die bei betroffenen Endverbrauchern allfällig entstandenen Schäden nicht zu den Kosten der Durchführung, zumal eine Einwilligung für die Abschaltung vorliegt. Solche Bestimmungen finden sich bereits heute in den relevanten Verträgen (vgl. Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz, Musterverträge 2013). Dies ist denn auch folgerichtig, da kein Anspruch auf ein völlig störungsfreies Netz besteht. Das Netz muss nicht nur sicher und leistungsfähig, sondern auch effizient sein (Art. 8 Abs. 1 Bst. a). Wer in besonderem Masse auf eine ununterbrochene, störungsfreie Stromversorgung angewiesen ist, hat zudem geeignete Vorkehrungen zu treffen (z.B. Notstromaggregat in einem Spital). Eine allfällig vereinbarte Vergütung für die Einräumung des Rechts zur Abschaltung ist hingegen als Kostenposition im Zusammenhang mit der Vorbereitung bzw. Durchführung der Massnahme zu verstehen. Von vornherein nicht von Absatz 4 erfasst sind mangels Konnex zu einer Massnahme der Swissgrid insbesondere Kosten, die im Zusammenhang mit einem Netzzusammenbruch aufgrund höherer Gewalt anfallen. In solchen Fällen gelten die allgemeinen haftungsrechtlichen Bestimmungen sowie allfällige diesbezügliche vertragliche Regelungen. In Satz 2 wird dem Bundesrat schliesslich eine Kompetenz verliehen, Ausnahmen vom Grundsatz der Kostenzuordnung zum Übertragungsnetz vorzusehen. Zu denken ist namentlich an eine Ausnahmeregel für Einzelfälle, in denen es stossend wäre, wenn im Ergebnis die Allgemeinheit gewisse Kosten tragen müsste.

Art. 22 Abs. 2 und 2^{bis}

Die Marktöffnung – aber auch die Einführung diverser weiterer Massnahmen – hat Einfluss auf die Kompetenzen der ECom (Änderung der Kompetenzen im Bereich der Tarife sowie Anfallen zusätzlicher spezifischer Aufgaben). Diese Neuerungen sind in *Absatz 2* abgebildet. Die Änderung wurde gleichsam zum Anlass für eine einfachere und präzisere Formulierung der *Buchstaben a und b* genommen. Während sich *Buchstabe a* der besseren Übersicht halber ausschliesslich auf die Kompetenzordnung im Bereich des Netzzugangs und der Netznutzungsbedingungen beschränkt, beschäftigt sich *Buchstabe b* einzig mit der Überprüfung der Elektrizitäts-, Netznutzungs- und Messtarife und dem gestützt darauf errechneten Entgelt. Selbstredend schliesst Letzteres auch die Befugnis zur Überprüfung der Anrechenbarkeit der geltend gemachten Kosten mit ein. Abgesehen von der separaten Anlastung der Messkosten und der entsprechenden Prüfkompetenz zieht die Umformulierung keine materiellen Änderungen nach sich. Dass die ECom ihre Kompetenzen sowohl von Amtes wegen als auch im Streitfall zwischen zwei Parteien ausüben kann bzw. muss, ergibt sich nunmehr aus dem Einleitungssatz – dies auch mit Wirkung für alle folgenden Buchstaben der Aufzählung. Die Pflicht zum Entscheid eines Streitfalls dient der Gewährleistung der Rechtsweggarantie (Art. 29a der Bundesverfassung [BV]⁵¹): Die Rechtsunterworfenen haben gegenüber der ECom Anspruch auf Erlass einer Verfügung⁵².

⁵¹ SR 101

⁵² Urteile des Bundesgerichts 2C_681/2015 und 2C_682/2015 vom 20. Juli 2016, Ziff. 3.6.5

In *Buchstabe c* erhält die ElCom die Kompetenz, bei missbräuchlichen Bedingungen in der Ersatzversorgung einzuschreiten. Zwar unterliegt die Ersatzversorgung keiner staatlichen Preisordnung, doch findet die Preisbildung nicht marktwirtschaftlich durch Angebot und Nachfrage statt. Aufgrund ihrer Monopolstellung haben es die Verteilnetzbetreiber vielmehr in der Hand, die Konditionen einseitig festzulegen. An sich läge die gebotene Intervention an der Wettbewerbskommission (vgl. Art. 7 Abs. 2 Bst. c des Kartellgesetzes vom 6. Oktober 1995⁵³ [KG]). Aufgrund ihrer spezifischen Expertise drängt sich indes eine alleinige Zuständigkeit der ElCom auf. In Anbetracht des Ausnahmecharakters der Ersatzversorgung und des Fehlens einer eigentlichen Preisordnung hat sie jedoch keine flächendeckende Prüfung vorzunehmen, sondern nur dann einzuschreiten, wenn es Anzeichen für tatsächlich missbräuchliche Bedingungen gibt (sei es auf Anzeige hin oder von Amtes wegen).

Nach *Buchstabe d* fallen der ElCom auch gewisse Aufgaben bei der Flexibilität zu. Bei den «garantierten Nutzungen» hat sie eine quasi allgemeine Zuständigkeit, wie sie sie sonst als Regulator auch hat. Bei den Vergütungen für die netzdienliche Flexibilitätssnutzung hat sie eine Missbrauchsaufsicht.

In *Buchstabe e* werden zwei spezifische Zuständigkeiten der ElCom im Zusammenhang mit Massnahmen bei Gefährdung des sicheren Übertragungsnetzbetriebs normiert. Einerseits kann sie gemäss *Ziffer 1* die Parteien zum Abschluss einer Vereinbarung verpflichten (vgl. Erläuterungen zu Art. 20a Abs. 1). Sie kann eine solche Verpflichtung mit der Strafandrohung gemäss Artikel 29 Absatz 1 Buchstabe g verknüpfen, wonach mit Busse bis zu 100 000 Franken bestraft wird, wer vorsätzlich gegen eine unter Hinweis auf die Strafandrohung dieses Artikels an ihn gerichtete Verfügung verstösst. Andererseits kann die ElCom gemäss *Ziffer 2* Anordnungen der Swissgrid sowie bei Nichtbefolgung solcher Anordnungen von ihr getroffene Ersatzmassnahmen überprüfen. Die Kompetenz in *Ziffer 2* ist auf den Themenbereich der Anordnungen beschränkt, da Fragen der Einhaltung bzw. Verletzung vertraglicher Rechte und Pflichten sowie deren Durchsetzung grundsätzlich in die Kompetenz der Zivilgerichte fallen. Dasselbe gilt für Ersatzmassnahmen, welche die Swissgrid trifft, falls eine vertraglich vorgesehene Massnahme nicht ergriffen wird bzw. nicht ergriffen werden kann (vgl. Art. 20a Abs. 3): In solchen Fallkonstellationen werden primär vertragliche Rechte und Pflichten auszulegen sein, z.B. ob die Voraussetzungen für die Ergreifung der vorgesehenen Massnahme erfüllt waren oder nicht. Es ist aber festzuhalten, dass die ElCom sehr wohl Entscheide mit unmittelbarer Auswirkung auf Vereinbarungen fällen kann. So könnte sie etwa gestützt auf Artikel 22 Absatz 1 überprüfen, ob die in einer Vereinbarung geregelten Massnahmen geeignet sind, um einer Gefährdung des sicheren Übertragungsnetzbetriebs zu begegnen (Art. 20 Abs. 2 Bst. c).

Buchstabe f: Für die Administrierung der neuen Speicherreserve (Art. 8a Abs. 3 f.) ist – im Rahmen der Eckwertfestlegungen durch die ElCom – die Swissgrid zuständig. Die Zusammenarbeit zwischen ihr und den Reserveteilnehmern sowie ihre Interventionen geschehen auf vertraglicher Basis (die Swissgrid schliesst beim Zuschlag eine Vereinbarung). Sollte eine hoheitliche, behördliche Intervention nötig werden, so soll

dies die ElCom tun. Die Swissgrid kann der ElCom Antrag stellen, gewisse Anordnungen zu treffen. Die ElCom kann aber auch von sich aus agieren.

Art. 22a Veröffentlichung von Qualitäts- und Effizienzvergleichen

Mit Artikel 22a wird die Sunshine-Regulierung als ergänzendes Instrument zur etablierten Cost-Plus-Regulierung im Netzbereich bzw. zur Überprüfung der Elektrizitätstarife in der Grundversorgung eingeführt. Die Bestimmung regelt ausschliesslich die Sunshine-Regulierung. Allfällige weitere Vergleiche der ElCom, die in einem anderen Kontext erfolgen, bleiben von Artikel 22a unberührt.

In *Absatz 1* werden die Hauptelemente der Sunshine-Regulierung festgelegt. So wird in genereller Weise der Bereich abgesteckt, in welchem die ElCom Verteilnetzbetreiber vergleichen kann, nämlich innerhalb ihres Zuständigkeitsbereichs gemäss Artikel 22 Absätze 1 und 2. Der Sunshine-Regulierung nicht zugänglich sind die in Artikel 22 Absätze 3 und 4 geregelten Bereiche, in welchen der ElCom spezifische Beobachtungs- und Überwachungskompetenzen zukommen. Die genannten Ziele der Sunshine-Regulierung dienen als Leitlinien für die Umsetzung dieses neuen Instruments. Sie sind namentlich bei der Wahl von geeigneten Vergleichsgrössen und bei der Veröffentlichung der Ergebnisse zu berücksichtigen. Um aussagekräftige Ergebnisse erzielen zu können, kann die ElCom bei den Vergleichen Elemente berücksichtigen, die nicht in den Regulierungsbereich gemäss Artikel 22 Absätze 1 und 2 fallen, solange die Vergleichsgrösse selbst dieses Kriterium erfüllt. Sie könnte etwa bei einem Tarifvergleich berücksichtigen, dass gewisse Verteilnetzbetreiber von der Steuerepflicht befreit sind, da dies zu vergleichsweise tieferen Tarifen führt. Damit das Ziel der Verbesserung der Transparenz für die Endverbraucher erreicht werden kann, sollte es einem Endverbraucher möglich sein, sich ein Bild über seinen Netzbetreiber im Vergleich mit anderen Netzbetreibern machen zu können. Deshalb kann die ElCom die Ergebnisse so veröffentlichen, dass sich die Ergebnisse der einzelnen Verteilnetzbetreiber abrufen lassen. Aus datenschutzrechtlicher Perspektive wird die ElCom ermächtigt, Personendaten im Sinne von Artikel 19 Absatz 3 DSG durch ein Abrufverfahren zugänglich zu machen. Um die Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu gewährleisten, kann es angezeigt sein, die Verteilnetzbetreiber anhand sachgerechter Kriterien in Gruppen einzuteilen (z.B. Topografie, Siedlungsdichte, Energiedichte in MWh pro Leitungskilometer). Bei gewissen Vergleichen kann es zudem geboten sein, nur bestimmte Verteilnetzbetreiber zu berücksichtigen, etwa wenn sich bei kleinen Verteilnetzbetreibern nicht aussagekräftige Extremwerte ergeben würden.

In *Absatz 2* werden die Bereiche aufgezählt, in denen die ElCom die Verteilnetzbetreiber vergleicht. Die Aufzählung ist zwar nicht abschliessend, soll Inhalt und Umfang der Sunshine-Regulierung aber weitestgehend wiedergeben. Der ElCom kommt ein beachtlicher Spielraum zu, da die Bereiche weit gefasst sind und lediglich pro Buchstabe und nicht etwa pro Unterposition ein Vergleich angestellt werden muss. Innerhalb der einzelnen Bereiche sind nicht nur Vergleiche anhand von einzelnen, konkreten Vergleichsgrössen denkbar, sondern es könnten auch mehrere Vergleichsgrössen zusammengefasst werden und als Ergebnis beispielsweise eine Art Gesamteffizienz in einem Bereich ausgewiesen werden. Bei der Auswahl der Bereiche wurde berücksichtigt, dass die Sunshine-Regulierung mit überschaubarem Zusatzaufwand

für die betroffenen Unternehmen verbunden sein soll. Die Vergleiche sollen möglichst anhand von Grössen erfolgen, für welche die ECom bereits über die benötigten Daten verfügt. Nichtsdestotrotz hat die ECom die Möglichkeit, gestützt auf Artikel 25 Absatz 1 bei den Verteilnetzbetreibern bzw. den Eigentümern der Verteilnetze zusätzliche Daten für die Sunshine-Regulierung zu beschaffen.

Im Bereich der Versorgungsqualität gemäss *Buchstabe a* können die Verteilnetzbetreiber etwa hinsichtlich Dauer oder Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen verglichen werden. Im von *Buchstabe b* erfassten Netzbereich sind beispielsweise Vergleiche anhand der Netzkosten pro Kilometer Leitung denkbar. Bei den Elektrizitätstarifen gemäss *Buchstabe c* kann die ECom sowohl Vergleiche hinsichtlich des Standardprodukts als auch zu weiteren Produkten in der Grundversorgung anstellen. Unter *Buchstabe d* könnten etwa Vergleiche zur Anzahl der angebotenen Elektrizitätsprodukte unterschiedlicher ökologischer Qualität in der Grundversorgung und deren Kombinationsmöglichkeit gemacht werden oder zur Art der Information der Endverbraucher bei geplanten Unterbrüchen. *Buchstabe g* zielt primär auf Veröffentlichungs- und Bekanntgabepflichten der Verteilnetzbetreiber gegenüber den Endverbrauchern und weiteren Marktakteuren ab, vorab auf die zeitgerechte und korrekte Veröffentlichung oder Bekanntgabe der Informationen nach Artikel 12. Grundsätzlich denkbar sind auch Vergleiche zu Bekanntgabepflichten gegenüber der ECom, wie die Einreichung der Jahres- und Kostenrechnung gemäss Artikel 11.

In *Absatz 3* wird der Grundsatz geregelt, dass die Sunshine-Regulierung im Netzbereich durch eine Anreizregulierung ersetzt werden soll, falls es in diesem Bereich nicht zu genügenden Effizienzsteigerungen mit entsprechenden Auswirkungen auf die Netzkosten kommt. In den übrigen Bereichen könnte die Sunshine-Regulierung grundsätzlich neben einer Anreizregulierung weitergeführt werden. Der Bundesrat trifft den Entscheid, ob eine Vorlage zur Einführung einer Anreizregulierung zu Händen des Parlaments auszuarbeiten ist, basierend auf den Ergebnissen einer Evaluation, mit welcher das BFE die Entwicklung der Netzkosten sowie der diesbezüglichen Effizienzsteigerungen unter der Sunshine-Regulierung bewertet. Eine solche Evaluation findet regelmässig alle vier Jahre statt, damit in angemessenen Zeitabständen untersucht wird, ob es zu den angestrebten Verbesserungen kommt. Die Netznutzungsentgelte müssen auf den Kosten eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes beruhen. Die Entwicklung der Netznutzungsentgelte muss folglich aufzeigen können, dass das Effizienzziel im ausreichenden Masse erreicht wird. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Kosten- und Nutzenüberlegungen seitens des BFE zum Ergebnis kommen, dass bei einer eher konservativen Schätzung eine Anreizregulierung durch Effizienzsteigerungen zu einem jährlichen Wohlfahrtsgewinn von 190 bis 270 Millionen Franken führen kann.⁵⁴ Im Zuge der Evaluation wird es zu einer Datenweitergabe zwischen ECom und BFE im Sinne von Artikel 27 Absatz 3 kommen (vgl. Erläuterungen zu Art. 27).

Bei der Einführung einer Anreizregulierung fände ein Wechsel von einer ex-post- zu einer ex-ante-Regulierung statt. Dabei würden den Verteilnetzbetreibern Vorgaben für ihre Erlöse innerhalb einer Regulierungsperiode (von in der Regel vier bis fünf

⁵⁴ Frontier Economics (2015), Kosten-Nutzen-Analyse der Einführung einer Anreizregulierung für Stromnetzbetreiber in der Schweiz.

Jahren) gemacht. Diese Vorgaben leiten sich aus in statistischen Vergleichen (Benchmarking) zu ermittelnden Effizienzwerten der Netzbetreiber ab. Dabei werden die beeinflussbaren Kosten eines Netzbetreibers mit denen eines vergleichbaren effizienten Netzbetreibers verglichen. Nicht-beinflussbare Kosten wie insbesondere die Kosten der vorliegenden Netze sowie Steuern und Abgaben gehen nicht in den Effizienzvergleich ein und werden über die Netznutzungsentgelte auf die Endverbraucher überwälzt.

Ermittelte ineffiziente Kosten sollen binnen einer Regulierungsperiode abgebaut werden. Somit wird ein Abbaupfad für die ineffizienten beeinflussbaren Kosten bestimmt, wobei die Preisentwicklung im Netzbereich berücksichtigt wird. Zudem ist der allgemeine Produktivitätsfortschritt während der Regulierungsperiode, den alle Verteilnetzbetreiber erreichen können, zu berücksichtigen. Für die nachfolgende Regulierungsperiode erfolgt dann wiederum ein statistischer Effizienzvergleich, so dass ein steter Verbesserungsdruck auf die beeinflussbaren Kosten entsteht.

Das Grundprinzip der Anreizregulierung ist wie folgt zu sehen: Werden die Vorgaben für die Effizienzsteigerung übertroffen, kann der Netzbetreiber die Differenz bis zur berechneten Erlösbergrenze für sich behalten. In dem Umfang, in welchem die Kosten diese Grenze überschreiten, dürfen sie den Endverbrauchern nicht über die Netznutzungsentgelte in Rechnung gestellt werden.

Eine Anreizregulierung beanregt effiziente Investitionen und vermeidet insbesondere Überinvestitionen in Form eines zu kapitalintensiven Netzausbaus. Es kommt nicht zu einem Investitionsstopp oder zu Verschlechterungen bei der Netzqualität. Eine Anreizregulierung auf der Verteilnetzebene kann zusätzlich eine Qualitätsregulierung enthalten, die vor allem die Netzzuverlässigkeit finanziell beanregt. Für kleine Netzbetreiber wäre ein vereinfachtes Modell ohne Benchmarking vorzusehen. Aufgrund der Besonderheiten und geringeren Vergleichbarkeit des Übertragungsnetzes dürfte die Swissgrid in einem vorrangig kostenbasierten Regime verbleiben.

Art. 23 Abs. 2

Das neue gesetzliche Beschwerderecht der ElCom beschränkt sich auf Fälle von Artikel 23, d.h. Fälle, in denen eine ElCom-Verfügung vor Bundesverwaltungsgericht gezogen wurde (Abs. 1) und von diesem nicht gestützt wurde. In kantonalen Domänen des Strommarkts, wo es zu kantonalen Gerichtsurteilen kommen kann, gibt es kein ElCom-Beschwerderecht.

Art. 25 Abs. 1

Artikel 25 Absatz 1 ist vor allem auf Datenbeschaffungen durch ElCom und BFE zugeschnitten. Er soll diesen Behörden den Zugang zu Daten ermöglichen, welche zur Umsetzung des Gesetzes oder dessen Vorbereitung nötig sind (vgl. Botschaft vom 3. Dezember 2004 zum StromVG⁵⁵). Neben der Datenbeschaffung durch den Regulator zwecks Vollzug des Gesetzes sind folglich beispielsweise auch Datenbeschaffungen des BFE für die Weiterentwicklung des Stromversorgungsrechts erfasst. Mit

⁵⁵ BBl 2005 1611, hier 1662

der vorliegenden Ergänzung ergibt sich dieser zweite Aspekt klarer aus dem Gesetzestext selbst. Eine materielle Änderung erfolgt dadurch nicht. Die Klarstellung drängt sich angesichts der neu eingeführten Datenweitergabe zwischen BFE und ElCom auf (vgl. Erläuterungen zu Art. 27 Abs. 3).

Art. 26 Abs. 1

Artikel 26 Absatz 1 steht zu Artikel 25 Absatz 1 in einem spiegelbildlichen Verhältnis, sodass die dort vorgenommene Klarstellung hier nachvollzogen wird.

Art. 27 Datenweitergabe

Der in *Absatz 3* geregelten Datenweitergabe sind alle Daten zugänglich, die beim BFE oder bei der ElCom vorhanden sind und die die anfragende Behörde für die Erfüllung ihrer Aufgaben beschaffen dürfte. Einer Weitergabe entgegenstehende Vorschriften, wie insbesondere Artikel 14 Absatz 1 des Bundesstatistikgesetzes vom 9. Oktober 1992⁵⁶, sind zu beachten. Von praktischer Relevanz wird Absatz 3 insbesondere bei Daten sein, die gestützt auf Artikel 25 Absatz 1 beschafft worden sind: Da sich sowohl die ElCom als auch das BFE auf Artikel 25 Absatz 1 abstützen können (vgl. Erläuterungen zu Art. 25 Abs. 1), können sich Datenbeschaffungen dieser beiden Behörden überschneiden. Um für alle Betroffenen ineffiziente doppelte Datenbeschaffungen zu verhindern, wird in Absatz 3 die Weitergabe von für die jeweilige Aufgabenerfüllung benötigten Daten ermöglicht.

In *Absatz 4* wird die gesetzliche Grundlage dafür geschaffen, dass die ElCom der Swissgrid bei Gefährdungen des sicheren Übertragungsnetzbetriebs (vgl. diesbezüglich Erläuterungen zu Art. 20 Abs. 2 Bst. c) die notwendigen Daten weitergeben darf. In solchen Situationen muss die Swissgrid über die geeignete Datengrundlage verfügen, damit sie mit wirkungsvollen Massnahmen im richtigen Zeitpunkt eingreifen kann. So könnten beispielsweise zeitnahe Füllstandsdaten von Speicherseen nötig sein, um entscheiden zu können, ob das Notkonzept zur Beschaffung von Regelleistung und -energie eingesetzt werden muss. Die Pflicht zur vorgängigen Information der Betroffenen dient der Transparenz, eine Zustimmung zur Datenweitergabe ist nicht erforderlich. Mit *Absatz 5* wird schliesslich sichergestellt, dass Daten keinesfalls für andere Zwecke, wie etwa die Beschaffung von Systemdienstleistungen, verwendet werden.

Art. 29 Abs. 1 Bst. a, d, e^{bis} und f^{bis} sowie Abs. 4

Absatz 1: Die im geltenden Artikel 6 Absatz 5 enthaltene Vorgabe, wonach die Verteilnetzbetreiber Preisvorteile, die sie bei der Elektrizitätsbeschaffung im freien Markt erzielen, anteilmässig an die festen Endverbraucher weiterzugeben haben, entfällt im Zuge der marktnäheren Ausgestaltung der Grundversorgung (Aufgabe der Gesteuerungskostenregulierung). Damit wird die in *Artikel 29 Absatz 1 Buchstabe a* enthaltene Vorgabe gegenstandslos und ist entsprechend aufzuheben.

⁵⁶ SR 431.01

Die Strafbestimmung des neuen *Absatz 1 Buchstabe e^{bis}* trägt dazu bei, dass die bei der Verrechnungsmessung erfassten Daten vorschriftsgemäss bearbeitet und an die berechtigten Akteure weitergegeben werden (Art. 17b^{ter}). Die Strafbestimmung ist an die Verteilnetzbetreiber und alle freien Messdienstleister und Messstellenbetreiber adressiert. Zu beachten ist, dass auf die Verrechnungsmessung prinzipiell, das heisst unter Vorbehalt einer sog. unechten Konkurrenz, auch Straftatbestände Anwendung finden können, die im Messgesetz vom 17. Juni 2011⁵⁷, im Bundesgesetz vom 6. Oktober 1995⁵⁸ über die technischen Handelshemmnisse (THG) und im Strafgesetzbuch (StGB)⁵⁹ enthalten sind (z.B. Art. 147, Art. 248, Art. 251 Ziff. 1 Abs. 1 und 2, Art. 290 StGB). Bei der neuen Speicherreserve wird auch das Erteilen falscher und unvollständiger Auskünfte usw. unter Strafe gestellt, v.a. auch solche Auskünfte gegenüber der Swissgrid, die keine Behörde ist. Die Auskunfts-, Angabe- und Zutrittsgewährungspflichten selbst ergeben sich im Grundsatz aus Art. 8a Abs. 6 Bst. c (dass der Bundesrat die Pflichten konkretisieren muss, ändert nichts daran, dass sie im Grundsatz kraft Gesetz bestehen).

Absatz 4: Die Möglichkeit zur Bussenauflegung nach Artikel 7 des Bundesgesetzes vom 22. März 1974⁶⁰ über das Verwaltungsstrafrecht (VStrR) wird hier, z.B. analog zu Artikel 71 EnG, bis zu Bussen von 20 000 Franken (anstatt 5000 Franken) nutzbar gemacht.

Art. 33c Übergangsbestimmung zur Änderung vom ...

Bislang hatten grundsätzlich auch grosse Endverbraucher Anspruch auf Grundversorgung. Sie verloren ihn erst mit Abschluss eines Vertrages im freien Markt («Einmal frei, immer frei»). Neu haben Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch ab 100 MWh diesen Anspruch nicht mehr. Es fragt sich also, was passiert, wenn sie ihren Netzzugang trotz fehlendem Anspruch auf Grundversorgung nicht nutzen. Die Übergangsbestimmung klärt dies und gibt ihnen eine einjährige Schonfrist zum Abschluss eines Elektrizitätslieferungsvertrages. Nach deren Ablauf fallen sie in die Ersatzversorgung.

Art. 34 Abs. 2 und 3

Die Gesetzesvorlage bringt eine vollständige Marktöffnung mit sich. Folglich ist die Schlussbestimmung zum Bundesbeschluss, mit welchem die dafür ehemals vorgesehenen Bestimmungen hätten in Kraft treten sollen, gegenstandslos und entsprechend aufzuheben.

⁵⁷ SR **941.20**

⁵⁸ SR **946.51**

⁵⁹ SR **311.0**

⁶⁰ SR **313.0**

3 Auswirkungen

3.1 Finanzielle und personelle Auswirkungen auf den Bund

Die Umsetzung der Massnahmen der vorliegenden Revision erfordert keine zusätzlichen Ressourcen beim BFE. Der Tätigkeitsbereich der ElCom wird partiell erweitert, so dass es zu einem zusätzlichen Personalbedarf von ca. 200 Stellenprozenten kommt. Dieser wird teilweise über Gebühren bzw. Abgaben gedeckt. Er begründet sich vor allem durch die zusätzlichen Aufgaben in der Umsetzung der vollen Marktöffnung sowie bei der Speicherreserve durch die Festlegung derer Eckwerte. Diese Zusatzaufgaben beinhalten, dass bei der Marktöffnung die Einhaltung der Angemessenheit der Preise und die wettbewerblichen Rahmenbedingungen bei der Umsetzung der Speicherreserve durch die ElCom geprüft werden. Hinzu kommen gewisse Zusatzaufgaben im Rahmen der Netzregulierung. Zudem ist im Rahmen der neuen Regelungen tendenziell mit einem Anstieg von Missbrauchsverfahren zu rechnen, was einen gewissen Mehraufwand impliziert.

Über den genannten personellen Mehrbedarf hinaus ergeben sich keine zusätzlichen finanziellen Auswirkungen für den Bund.

3.2 Auswirkungen auf Kantone und Gemeinden

Aus den vorgeschlagenen Massnahmen erfolgen keine wesentlichen direkten Auswirkungen auf die Gemeinden und Kantone. Diese sind allerdings als Eigentümer mittelbar von den Auswirkungen auf die Netzbetreiber betroffen, vor allem insofern sich der zukünftige Ertragswert der von der Marktöffnung betroffenen Unternehmen, die in ihrem Eigentum sind, verändern kann. Der zukünftige Ertragswert ist vor allem davon abhängig, wie sich diese Unternehmen im Wettbewerb behaupten werden.

3.3 Auswirkungen auf die Volkswirtschaft

Der Hauptnutzen der Massnahmen besteht aus den folgenden Wirkungen:

- verbessertes Marktdesign, welches die Schweizer Versorgungssicherheit gegen unbekannte kritische Situationen absichert,
- volle Marktöffnung, die eine Freiheit bei der Lieferantenwahl schafft und Innovationen fördert, welche die Umsetzung der Energiestrategie 2050 stützen,
- verursachergerechtere Netztarifizierung,
- tendenziell verbesserte Effizianzanreize im Netz,
- tendenzielle Reduktion des konventionellen Netzausbaus durch bessere Netznutzungsanreize sowie eine umfangreichere (netz- und marktdienliche) Nutzung von Flexibilitäten,

-
- gesamtwirtschaftlich sinnvoll begrenzte Wahlfreiheiten im Messwesen,
 - klarere Rollenverteilung bei der Absicherung der Versorgungssicherheit.

3.3.1 Abschätzungen zu den wirtschaftlich bedeutsamsten Massnahmen

Vollständige Marktöffnung

Eine vollständige Marktöffnung ist mit grundlegenden volkswirtschaftlichen Vorteilen verbunden, insofern als die Marktpreise den Endverbrauchern besser weitergegeben werden. Attraktive Wahlmöglichkeiten eröffnen sich speziell für grössere KMU, die sich bislang noch im Teilmonopol befinden.

Die wichtigsten zu erwartenden Effekte sind:

- *Positive dynamische Effekte innerhalb der Strombranche:* Es werden sich neue kundenspezifischere Angebote herausbilden und der Effizienzdruck in der Beschaffung wird steigen (bspw. über eine erweiterte gemeinsame Beschaffung). Zugleich fallen bei Umsetzung der vollen Marktöffnung gewisse einmalige Anpassungskosten bei den Stromunternehmen an.
- *Reduktion regionaler Preisdifferenzen:* Die heutigen Differenzen bei den Energiepreisen werden sich bei einem einsetzenden Wettbewerb verringern.
- *Einsparmöglichkeiten bei den Endverbrauchern:* Für einen Übergang zu einem Marktmodell liegen aus Endverbrauchersicht weiterhin günstige Bedingungen vor (Wechselkurse Franken-Euro, tendenziell niedrige Marktpreise im Grosshandel). Bei möglichen Strompreissenkungen profitieren die KMU und die Haushalte sowie die Grosskunden, die bislang in der Grundversorgung verblieben sind, während Stromproduzenten bei ihren bislang gefangenen Endverbrauchern Einbussen erzielen werden.

Neben den grundlegenden Effizianzenreizen sind vor allem die qualitativen Vorteile von Bedeutung. Diese beruhen darauf, dass nur in einem vollständig geöffneten Markt flächendeckend ein Anreiz für neue und innovative Geschäftsmodelle für erneuerbare Energien besteht. Viele neue Geschäftsmodelle für erneuerbare Energien oder Energieeffizienz sind heute in der Teilmarktöffnung nicht möglich bzw. sind auf den bezüglich der Kundenzahlen vergleichsweise kleinen freien Markt beschränkt. So bedingen sämtliche Modelle, die auf einer vom Grundversorger alternativen Art des Strombezugs basieren, zwingend die volle Marktöffnung. Diese Innovationen, wie auch das definierte Standardprodukt in der Grundversorgung, stützen die Umsetzung der Energiestrategie 2050.

Die Untersuchung der Geschäftsmodelle für erneuerbare Energien in Nachbarländern der Schweiz zeigt, dass der Markt für erneuerbare Energien von der Möglichkeit des

direkten Verkaufs an die Endverbraucher und einer flexibleren Preisgestaltung profitiert.⁶¹ In den geöffneten Strommärkten entstehen so einige innovative Geschäftsmodelle, die sowohl neuen als auch etablierten Akteuren Chancen bieten und zu einer schnelleren Verbreitung und Marktintegration erneuerbarer Energien beitragen. Zu neuen Akteuren zählen u.a. Privatpersonen, Gemeinden, KMU, der Einzelhandel sowie Transportunternehmen, die von der Möglichkeit Gebrauch machen, erneuerbare Energien zu produzieren und zu vermitteln. Umgekehrt können die Endverbraucher bewusst ihren Strom wählen und beispielsweise immer noch erneuerbare Energien aus ihrem Heimatkanton beziehen, auch wenn sie umgezogen sind. Darüber hinaus verbreiten sich erneuerbare Energien durch neue mit dem Stromverkauf verbundene Beteiligungsmodelle. Dies betrifft bspw. Modelle, bei denen sich dezentrale Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien und Verbraucher direkt über Plattformen zusammenschliessen, oder Beteiligungsmodelle an entsprechenden Anlagen mit Bezugsrechten. Die Digitalisierung spielt hierbei eine wichtige Rolle: Es entstehen beispielsweise neue Plattformen, die es dem Endverbraucher erlauben, den eigenen Strommix zu gestalten und dies mit einer ortsunabhängigen Beteiligung an der Stromerzeugung zu kombinieren. Darüber hinaus gibt es neue Dienstleistungen für Konsumenten und Produzenten erneuerbarer Energien für die Elektromobilität, die Energieversorgungsunternehmen in geöffneten Märkten anbieten. Dabei ist die Möglichkeit der flexibleren Preisgestaltung in den geöffneten Märkten nicht nur für Stromanbieter von Vorteil, sondern sie dient auch einer besseren Netzintegration erneuerbarer Energien. In der langen Frist kann eine volle Marktöffnung (in Verbindung mit der verbesserten Regulierung bei den Flexibilitäten) auch die Sektorkopplung unterstützen, da sie zusätzliche Flexibilitätpotenziale ausschöpfen kann.

Die Gewährleistung des Service Public wird über ein modifiziertes Modell der Grundversorgung abgesichert. Eine Angemessenheitsprüfung stellt sicher, dass die Endverbraucher in der Grundversorgung nicht mit erheblich nachteiligen preislichen Konditionen aus einer vollen Marktöffnung zu rechnen haben, wenn sie in der Grundversorgung bleiben. Es werden jährliche Wechselmöglichkeiten und preislich feste Jahrestarife vorgesehen, weil ein einfach strukturiertes Grundversorgungsangebot aus Kundenschutzgründen vorzuziehen ist.

Im Einklang mit den Zielen der Energiestrategie 2050 wird innerhalb der Grundversorgung ein Standardprodukt definiert, das die Umsetzung der Energiestrategie 2050 stützt. Diese Ausgestaltung kann neben dem tendenziell preissenkenden Effekt einer Marktöffnung zu möglichen Zusatzkosten in der Grundversorgung führen. Solche dürften aber bei einer gesamtschweizerischen Betrachtung begrenzt sein, da die Regelung im Vergleich mit den heutigen bzw. ab 2019 (unter Anwendung des vom Parlament im Rahmen der Strategie Stromnetze beschlossenen Art. 6 Abs. 5^{bis} StromVG) geltenden Tarifen gesamtschweizerisch kaum zu einer anderen Zusammensetzung des Stroms führen wird. Diese befristete Regelung führt dazu, dass schon heute in der Grundversorgung vorwiegend erneuerbarer Strom verkauft wird. Betroffen von einem möglichen preiserhöhenden Effekt könnten am ehesten Kunden von Grundversorgern sein, die bislang in ihrem Standardangebot einen sehr geringen Anteil an Schweizer

⁶¹ Reinschauer & Hampf (2018), Analyse von Geschäftsmodellinnovationen für erneuerbare Energien in liberalisierten Märkten, Institut für Strategisches Management, Wirtschaftsuniversität Wien.

Strom aus erneuerbaren Energien haben bzw. günstige ausländische Herkunftszertifikate zur Veredelung des eingekauften Graustromes benutzen. Allerdings sind die Energiepreise bei den Schweizer EVU derzeit kaum von der Zusammensetzung des Stroms abhängig. Dies weist mittelbar darauf hin, dass es einen erheblichen preislichen Effekt aus einer kosteneffizienteren Beschaffung geben kann. Zudem können alle Endverbraucher auf einen günstigeren Vertrag, vor allem im freien Markt, wechseln und somit bei ihrer Wahlentscheidung umfassend zwischen Preis und Qualität abwägen. Basierend auf dieser Wahlfreiheit ist die volle Marktöffnung für die Endverbraucher als wirtschaftlich vorteilig zu bewerten. Wie hoch dabei die Wechselrate von der Grundversorgung in den freien Markt sein wird, hängt von der möglichen Kostenreduktion ab und auch davon, wie stark die Endverbraucher den Preisfaktor im Vergleich zu anderen Faktoren wie Qualität (Stromprodukte aus neuen erneuerbaren Energien) bzw. Herkunft gewichtet werden. Die Wechselraten in europäischen Durchschnitt bewegen sich gemäss dem Rat der Europäischen Regulierungsbehörden im Energiebereich (Council of European Energy Regulators, CEER) bei 6,4 Prozent pro Jahr (Wechsel hin zu einem neuen Lieferanten). Hinzu kommen Wechsel beim etablierten Versorger zu für die Endverbraucher vorteilhaften Verträgen.

Speicherreserve

Die Kosten einer Speicherreserve liegen im tiefen zweistelligen Millionen-Bereich (Grössenordnung 15 bis 30 Millionen Franken) pro Jahr.⁶² Diese Kosten werden über das Netznutzungsentgelt im Übertragungsnetz refinanziert, was einer Erhöhung der Netznutzungstarife um 0,025 bis 0,05 Rp./kWh entspricht. Bei der Dimensionierung wird eine Vorhaltung allein von Energie ausserhalb des Marktes bevorzugt, welche für den Schweizer Markt einsetzbar ist. Diese Variante weist gegenüber einer zusätzlichen Vorhaltung von Leistung erheblich geringere Kosten sowie einen deutlich geringeren Einfluss auf den Systemdienstleistungsmarkt auf. Wird Leistung aus dem Markt genommen, so würde sich die Liquidität verringern, was zu höheren Preisen bei den Systemdienstleistungen führt.

Netztarifierung

Die Anpassungen bei der Tarifierung berücksichtigen, dass die (Spitzen-)Last ein wesentlicher Treiber für die Netzdimensionierung und somit der Netzkosten ist, der vermehrt zu berücksichtigen ist. Dies betrifft aufgrund des Ausspeisepinzips zunächst die Endverbraucherperspektive, d.h. die Tarifierung auf der Netzebene 7. Verursachergerechte Netznutzungsentgelte stellen sicher, dass der Auslöser von Kosten für diese aufkommt und somit im Gesamtsystem eine langfristig verbesserte Steuerungswirkung erreicht wird. Sie reduzieren in der mittleren bis längeren Frist den Netzausbaubedarf und tragen damit zur Verringerung der Netzkosten bei. Die vorgesehenen Anpassungen entsprechen einer Kompromisslösung, die zu einer verbesserten Verursachergerechtigkeit führt, aber auch kompatibel mit den Zielen der Energiestrategie 2050 ist. Beispielrechnungen zeigen, dass die Rentabilität von Photovoltaikanlagen für den Eigenverbrauch über die Reduktion des Mindestarbeitstarifes reduziert wird

⁶² Frontier Economics und Consentec (2018), Ausgestaltung einer strategischen Reserve für den Strommarkt Schweiz.

und bei einem Arbeitstarif von 30 Prozent teilweise sogar negativ ist. Bei Leistungsanteilen von 50 Prozent gibt es hingegen Rentabilitäten bis gut 2 Prozent. Sie fallen umso höher aus, je höher die Netzkosten sind. Deshalb wird auch bei allfälligen Modellen dynamischer Leistungspreise darauf zu achten sein, dass die «Prosumer» gesamthaft nicht schlechter gestellt werden als mit einer Referenzlösung zu Leistungspreisannteilen von lediglich 50 Prozent.

Sunshine-Regulierung

Über die Einführung einer Sunshine-Regulierung werden graduelle Verbesserungen im bestehenden System der kostenbasierten Regulierung angestrebt, welche zu einer höheren Effizienz führen dürften. Die Zielerreichung hängt massgeblich von der Wirkung der veröffentlichten Indizes auf die Eigentümer der Verteilnetze ab (im Sinne der antizipierten Wirkung eines Reputationsverlustes). Hierbei ist zu beachten, dass die Netzkunden im Vergleich zu einigen anderen Anwendungen dieser Regulierung (Dienstleistungen im Markt wie Hotels, Internetanbieter usw.) nicht wechseln können. Insofern ist der Umfang der Wohlfahrtssteigerung unbestimmt. Da allerdings kein besonderer Mehraufwand bei den Netzbetreibern anfällt, ist von einem Wohlfahrtsgegniss auszugehen. Erkenntnisse aus der Sunshine-Regulierung können zudem von der EICom zu vertieften Kostenprüfungen genutzt werden. Um die Auswirkungen von Gesetzesänderungen besser bewerten zu können, wird es dem BFE künftig ermöglicht, Daten von der EICom zu erhalten, insbesondere für eine Erprobung der Anreizregulierung (im Rahmen von allfälligen Benchmarking-Untersuchungen). Zudem wird durch eine regelmässige Evaluation der Netzkostenentwicklung unter der Sunshine-Regulierung ein ökonomisch sinnvoller Druck auf die Netzbetreiber aufgebaut, sich effizient zu verhalten. Wenn es zu keinen genügenden Effizienzverbesserungen kommt, unterbreitet der Bundesrat eine Vorlage zur Einführung einer Anreizregulierung. Kosteneffizientere Netzentgelte führen mittelfristig zu relevant geringeren Belastungen bei allen Endverbrauchern, da diese Entgelte im Mittel gut die Hälfte der Stromkosten ausmachen.

Flexibilitäten

Hauptziel der Regulierung der Flexibilitäten ist es, deren wirtschaftliches Potenzial, welches in der Schweiz erheblich ist⁶³, besser und umfangreicher zu nutzen. Dazu wird eine klar umrissene Inhaberschaft geschaffen, welche eine wirtschaftliche Nutzung der Flexibilitäten fördert. Durch die Abregel- und Steuerungsmöglichkeiten seitens der Netzbetreiber sowie den geforderten Einbezug der Flexibilitäten in die Netzplanung kann mittel- bis langfristig der Netzausbaubedarf reduziert werden. Zudem werden neue Geschäftsmodelle gefördert, was zu relevanten Innovationen führt. Zu diesen gehören Aggregatoren (Intermediäre, welche flexible Energie bzw. Leistung von den Endverbrauchern bündeln und diese auf den Systemdienstleistungsmärkten anbieten), flexible Lasten, virtuelle Kraftwerke (Verbund aus verschiedenen dezent-

⁶³ Vgl. Breig, O. et al. (2016), Multi-Client-Studie Endkundenflexibilität. Eine Empfehlung zur besseren Nutzung der Flexibilitätpotenziale bei den Schweizer Stromverbrauchern bis 2020, Zollikon.

ralen Stromerzeugungseinheiten wie Wind-, Solar- und Biogasanlagen), Quartierspeicher usw. Neue Geschäftsmodelle können auch dazu beitragen, dass sich die vorhandenen Last- und Verbrauchseinheiten effizienter abstimmen.

Eine wichtige Voraussetzung bei der Integration von Flexibilitäten sind funktionierende Anreizinstrumente. Deshalb ist ein zusätzlicher Indikator unter der Sunshine-Regulierung zu schaffen, der die Anstrengungen der Netzbetreiber beim Einsatz von wirtschaftlichen Smart-Grid-Massnahmen verdeutlicht. Das netzseitige Kostensenkungspotenzial aus der besseren Nutzung von Flexibilitäten wird bezüglich des Einspeisemanagements auf ca. 800 Millionen Franken (über zwanzig Jahre gerechnet) abzüglich Umsetzungskosten geschätzt⁶⁴. Nicht darin enthalten sind die Kosten des Einspeisemanagements, also insbesondere die Kosten für Ersatzbeschaffungen und etwaige Entschädigungszahlungen der abgeregelten Energiemengen. Hinzu kommen die marktseitigen Potenziale durch neue Geschäftsmodelle.

Messwesen

Längerfristige dynamische Wirkungen können sich auch durch die gesetzlichen Wahlrechte im Messwesen ergeben. Aktuelle Defizite durch erheblich überhöhte Tarife für die Lastgangmessung und Qualitätsdefizite bestehen vor allem bei Endverbrauchern, die über mehrere Verbrauchsstätten verfügen (Grossverteiler usw.), sowie bei grösseren Eigenverbrauchern. Durch hohe Messkosten wird zudem der Ausbau von dezentraler Energieerzeugung gebremst. Erhöhte Messkosten können eine Marktzutrittschranke sein und die Teilnahme am freien Strommarkt hemmen. Das Recht auf eine freie Wahl des Anbieters schafft vor allem Anreize dafür, dass die bestehenden Anbieter im Bereich der Netzbetreiber, aber auch neue Dienstleister, die Messung zu attraktiven Preisen und zu verbesserter Qualität anbieten.

Sowohl die Entwicklung der Flexibilitäten als auch die gesetzlichen Wahlrechte im Messwesen führen somit zu wirtschaftlichen Vorteilen. Durch die verbesserte Flexibilitätsnutzung können die Inhaber von Flexibilitäten zusätzliche Einkünfte erzielen bzw. müssen geringere Netznutzungsentgelte zahlen und der Netzausbau kann langfristig effizienter erfolgen, was generelle Rückwirkungen auf die Netznutzungsentgelte für alle Endverbraucher hat. Die Wahlfreiheiten im Messwesen werden zu relevanten Kostensenkungen bei den betreffenden Messkunden führen.

3.3.2 Auswirkungen auf die Beschäftigung und Verteilungseffekte

Aus heutiger Sicht sind aus den Massnahmen keine grösseren Auswirkungen auf die Anzahl der Beschäftigten in der Strombranche zu erwarten. Etwaige strukturelle Anpassungen sollten durch eine vermehrte Arbeitsnachfrage aufgrund neuer Produkte und Dienstleistungen kompensiert werden. Eine alternative Strukturkonservierung wäre längerfristig mit volkswirtschaftlichen Risiken behaftet.

⁶⁴ Infrac (2017), Regulierungsfolgenabschätzung zur Revision Stromversorgungsgesetz (StromVG).

Unternehmen und Haushalte profitieren von umfassenderen Wahlmöglichkeiten. Sie können mögliche günstigere Angebote wählen oder auf neue Dienstleistungen zugreifen. Insbesondere KMU erhalten bedeutsame Möglichkeiten, ihre Stromkosten besser zu steuern. Mittel- bis langfristig sind aus den netzbezogenen Massnahmen aufgrund höherer Kosteneffizienz in der Bereitstellung und dem Betrieb der Stromnetze sinkende respektive weniger stark steigende Netztarife zu erwarten.

Grössere Verteilungswirkungen sind aus den Massnahmen nicht zu erwarten. Auf kürzere Frist können v.a. die Auswirkungen der vollen Marktöffnung sowie der Speicherreserve relevant sein.

Allfällige Verteilungswirkungen auf Kundenseite aus der vollen Marktöffnung hängen von der Preisentwicklung und dem Verhalten der Haushalte und Gewerbetunden ab. Bei einer tendenziellen Strompreissenkung profitieren die Haushalte aufgrund geringerer Stromkosten. In einer regionalen Betrachtung dürften bei der vollen Marktöffnung v.a. Endverbraucher in Regionen mit einem derzeit hohen Preisniveau profitieren. Innerhalb der Grundversorgung wirken zwei Effekte: Da sich die Grundversorgung nun im direkten Wettbewerb zum freien Markt befindet, sind innovativere und wettbewerbliche und somit tendenziell günstigere Preise zu erwarten. Zugleich kann die Vorgabe eines Schweizer Standardprodukts, welches die Umsetzung der Energiestrategie 2050 stützen soll, bei den Endverbrauchern zu höheren Vertragskosten führen, die derzeit einen günstigen Versorgungsvertrag mit einem geringen Anteil aus erneuerbaren Energien haben. Solche Endverbraucher können aber jederzeit in den freien Markt wechseln respektive von ihrem Grundversorger, sofern erhältlich, ein günstigeres Stromprodukt wählen.

Die Kosten der Speicherreserve werden in das Netznutzungsentgelt für das Übertragungsnetz eingerechnet und somit auf alle Schweizer Endverbraucher gleichmässig verteilt.

Die weiteren Massnahmen der Revision wirken tendenziell eher mittel- bis langfristig. Grundsätzlich wird durch sie eine höhere Verursachergerechtigkeit und ein effizienteres Wirtschaften gestützt.⁶⁵

3.3.3 Auswirkungen auf die Branchen

Wirkungen innerhalb der Strombranche

Bei der vollen Marktöffnung ist von einer Effizienzsteigerung in der Schweizer Strombranche auszugehen. Sie wird zu einer Entwicklung neuer Dienstleistungen führen und auch einen Einfluss auf die Preise haben. Hierüber wird sie eine Rückwirkung auf den Wettbewerb auf der Erzeugungsebene haben. Insofern erhalten die Marktrisiken – neben den mit einer Liberalisierung generell verbundenen wirtschaftlichen Chancen – eine wichtigere Rolle. Das ist dann von Bedeutung, wenn die eigenen Kraftwerke nicht zu marktfähigen Preisen produzieren können. Dieser Effekt wird dadurch gemindert, dass die Endverbraucher in der Grundversorgung ein Standardprodukt angeboten bekommen, über das sie entscheiden können, ob sie ein Angebot

⁶⁵ Vgl. Infras (2017)

an Schweizer und mehrheitlich erneuerbaren Energien stützen wollen. Alle Schweizer Produzenten, insbesondere auch von Schweizer Wasserkraft, profitieren hiervon, indem die Herkunftsnachweise an Wert gewinnen und Haushalten und Gewerbe ein attraktives Angebot für eine erneuerbare Stromversorgung gemacht wird. Die netzbezogenen Massnahmen setzen im Vergleich zu heute stärkere Anreize zu einem netzdienlichen Verhalten und höherer Kosteneffizienz. Sie tragen somit dazu bei, dass die Stromnetze auch längerfristig finanzierbar bleiben. Wichtig ist bei der erweiterten kostenbasierten Regulierung, dass über die Sunshine-Regulierung auch solche Bereiche beleuchtet werden, die wichtige Effizienz- oder Diskriminierungspotenziale der monopolistischen Betreiber beinhalten. Dazu zählen die Umsetzung effizienter smarter Investitionen und das Messwesen.

Etwaige Zielkonflikte und unerwünschte Nebenwirkungen – insbesondere im Hinblick auf den angestrebten Ausbau der erneuerbaren Energien und die Stromeffizienz – sind im Vorschlag zur Tarifierung auf der Netzebene 7 angemessen berücksichtigt. Eine höhere Kostengerechtigkeit stärkt grundsätzlich die langfristige Wirtschaftlichkeit im Netzausbau. Um die wirtschaftliche Attraktivität des Eigenverbrauchermodells zu erhalten, ergibt sich eine Grenze in den Anpassungen. Zugleich ist der Vorschlag offen für neue innovative Tarifierungsmodelle.

Die vorgesehene Regulierung bei den Flexibilitäten und die (zusätzlich) gesetzlich abgesicherte Erweiterung des Systemdienstleistungsmarktes fördern den Wettbewerb und können zu neuen Marktteilnehmern führen. In der längeren Frist ist aus der neuen Flexibilitätsregulierung ein erhebliches Innovationspotenzial zu erwarten, v.a. wenn bei der Einführung von Smart-Metern auch kleinere Endverbraucher mit ihrem Nutzungsverhalten besser in den Markt integriert werden.

Auch im Messwesen können in Konkurrenz zu den etablierten Anbietern neue Konkurrenten auf den Markt treten. Diese sind erfolgreich, wenn sie wirtschaftlichere Angebote unterbreiten. Durch den nur teilweise geöffneten Markt der Verrechnungsmessung bleiben die Folgekosten der Marktöffnung auf die Netzbetreiber begrenzt, v.a. da heute schon Fremdbeauftragungen erfolgen und der betroffene Kundenkreis leistungsgemessen ist, d.h. zusätzliche Kosten für IT und hinterlegende Datenaustauschprozesse bei den Netzbetreibern übersichtlich sein sollten.

Wirkung auf andere Branchen

Andere Branchen werden vor allem durch eine volle Marktöffnung beeinflusst. Alle gewerblichen und industriellen Endverbraucher erlangen im Vergleich zu ihren europäischen Konkurrenten gleich lange Spiesse bei der Strombeschaffung. Bei tendenziell sinkenden Strompreisen profitieren speziell die Branchen mit stromintensiveren Unternehmen, insofern diese heute noch keinen freien Marktzutritt haben.

Die dynamischen innovationsfördernden Wirkungen einer Strommarktöffnung und längerfristig auch der Flexibilitätsregulierung können Spillover-Effekte (Übertragungseffekte) in die Gesamtwirtschaft haben. Bei dieser positiven Einschätzung ist leicht einschränkend zu beachten, dass alle Endverbraucher die volkswirtschaftlichen Kosten einer Speicherreserve mitzutragen haben.

3.4 Auswirkungen auf die Gesellschaft und Umwelt

Eine volle Marktöffnung führt zu einem dynamischeren Umfeld in der Schweizer Energiewirtschaft, aus der sich Chancen wie auch neue Herausforderungen für die Beschäftigten in der Branche ergeben. Diese können vor allem von der Dynamik neuer Marktideen profitieren. Die Innovationen aus der Strommarktöffnung tragen zu einer besseren gesellschaftlichen Integration der erneuerbaren Energien bei.

Aus derzeitiger Sicht sind aus den vorgestellten Massnahmen tendenziell leicht positive Auswirkungen auf die Umwelt erkennbar. Durch die volle Marktöffnung wäre auch bei steigenden Stromimporten mit keiner zusätzlichen Umweltbelastung zu rechnen, da die CO₂-Belastung durch die Stromerzeugung durch die Mengen im Schweizer und europäischen Emissionshandelssystem begrenzt werden. Der gleiche Effekt gilt (in umgekehrter Weise) bezüglich der Wirkung des Standardprodukts in der Grundversorgung, das längerfristig einen grösseren Konsum von erneuerbaren Energien stützt. Insofern steht bei ihm die marktnahe Förderwirkung und nicht die Klimawirkung im Vordergrund. Bezüglich der netzwirksamen Massnahmen ist festzustellen, dass ein mittelbar gestützter intelligenter Ausbau der Stromnetze den Raum und die Umwelt entlastet, wenn ein konventioneller Netzausbau teils entfällt. Grundsätzlich sind die Innovationspotentiale und solche aus der vollen Marktöffnung (bspw. durch Teilnehmungsmodelle für dezentral eingespeiste erneuerbare Energien) positiv zu sehen, da sie zu einer ressourcensparenden modernen Energieversorgung beitragen können. Die stärker leistungsbezogenen Tarife dürften den Anreiz zum Stromsparen nur begrenzt mindern.

4 Verhältnis zur Legislaturplanung und zu nationalen Strategien des Bundesrates

4.1 Verhältnis zur Legislaturplanung

Die Vorlage ist in der Botschaft vom 27. Januar 2016⁶⁶ zur Legislaturplanung 2015–2019 und im Bundesbeschluss vom 14. Juni 2016⁶⁷ über die Legislaturplanung 2015–2019 angekündigt.

4.2 Verhältnis zu nationalen Strategien des Bundesrates

Die vorgesehenen Massnahmen stärken eine kosteneffizientere Umsetzung der Ziele der Energiestrategie 2050. Eine vollständige Marktöffnung setzt Innovationspotentiale in der Schweizer Stromwirtschaft frei, die für den industriellen Wandel förderlich sind.

⁶⁶ BBl 2016 1105, hier 1173 und 1222

⁶⁷ BBl 2016 5183, hier 5187

Auch entsprechen die Massnahmen den Zielen der Infrastrukturstrategie des Bundes.⁶⁸ Mit dieser soll die Leistungsfähigkeit der nationalen Infrastrukturen sichergestellt werden, wozu die Speicherreserve und die zusätzlichen Massnahmen zur Versorgungssicherheit beitragen. Die von der Infrastrukturstrategie ebenfalls angestrebte Optimierung der Rahmenbedingungen sowie Steigerung der Wirtschaftlichkeit erfolgt insoweit, als durch den zweiten Marktöffnungsschritt und die Wahlfreiheiten im Messwesen grundlegende Anreize für Investitionen in neue Technologien geschaffen werden. Bestehende Ineffizienzen werden durch die Marktdynamik reduziert. Zudem finden relevante Verbesserungen in der Netzregulierung statt: Eine bessere Nutzung von Flexibilitäten und die Tarifierungsmassnahmen führen zu einer effizienteren Netznutzung und einem langfristig optimierten Netzausbau. Die Einführung einer Sunshine-Regulierung im Rahmen der kostenbasierten Regulierung erhöht die Transparenz und setzt tendenziell milde Effizienzreize für das Stromverteilnetz.

Die vorgeschlagenen Massnahmen der Revision, insbesondere die vollständige Marktöffnung und Verbesserungen bei der Netzregulierung, sind insofern auch umfassend im Einklang mit der Wachstumsstrategie des Bundesrates, als sie zu einer verbesserten Effizienz der Stromversorgung führen. Da es sich um Infrastrukturen handelt, die beträchtliche Auswirkungen auf andere Branchen haben, wird auch die Widerstandsfähigkeit der Volkswirtschaft tendenziell verbessert. Letzteres Ziel begründet speziell die Einführung einer volkswirtschaftlich angemessenen Speicherreserve. Anzumerken ist, dass die Interdepartementale Arbeitsgruppe Wachstum vor allem auch eine erhebliche (Effizienz-)Wirkung in einem Benchmarking der Verteilnetzbetreiber gesehen hat⁶⁹, die im Rahmen der Sunshine-Regulierung vorge-spurt werden kann, da die Vergleichsmöglichkeiten nicht beschränkt werden. Sie kann dort aber keine finanziellen Anreize setzen. Eine finanzielle Beanreizung (bspw. in Form einer Anreizregulierung) wird bei einer zunehmenden Verbreitung von Smart-Grids an Bedeutung gewinnen, um deren effektive Umsetzung besser zu stützen.

Ferner sind die beim zweiten Marktöffnungsschritt zu erwartenden Innovationen, die auch durch die Flexibilitätsregulierung und den Wahlfreiheiten im Messwesen gestützt werden, im Einklang mit der Strategie Digitale Schweiz.⁷⁰ Sie unterstützen das Ziel, dass die Energieversorgung der Zukunft innovative Technologien nutzt. Dies sind Ziele, welche sich ebenfalls in der Strategie nachhaltige Entwicklung⁷¹ und in der Smart-Grid-Roadmap⁷² finden.

⁶⁸ www.uvek.admin.ch > Das UVEK > Infrastrukturstrategie des Bundes

⁶⁹ Staatssekretariat für Wirtschaft (2015), Grundlagen für die Neue Wachstumspolitik - Analyse der bisherigen und Ausblick auf die zukünftige Strategie, S. 187.

⁷⁰ Schweizerische Eidgenossenschaft (2016), Strategie Digitale Schweiz.

⁷¹ www.are.admin.ch > Nachhaltige Entwicklung > Strategie Nachhaltige Entwicklung 2016-2019

⁷² BFE (2015), Smart Grid Roadmap Schweiz. Wege in die Zukunft der Schweizer Elektrizitätsnetze.

5 Rechtliche Aspekte

5.1 Verfassungsmässigkeit

5.1.1 Rechtsgrundlagen

Die Vorlage stützt sich auf Artikel 91 Absatz 1 BV. Gestützt darauf erlässt der Bund Vorschriften über den Transport und die Lieferung elektrischer Energie. Die Bestimmung verleiht dem Bund in diesen Sachbereichen eine umfassende Gesetzgebungskompetenz, welche insbesondere auch Marktregulierungen umfasst. Dem Bund ist es unter anderem erlaubt, Vorschriften zur Organisation und zur Tätigkeit der EVU zu erlassen, das Rechtsverhältnis zwischen Stromlieferanten und Endverbrauchern zu regeln, ein Netzzugangsrecht zu verankern sowie Tarifvorschriften und Massnahmen zur Versorgungssicherheit vorzugeben.⁷³ Zu Letzterem gehören neben der Netzanschlusspflicht insbesondere auch die in der Grund- und der Ersatzversorgung vorgesehenen Lieferpflichten.

5.1.2 Vereinbarkeit mit Grundrechten

Massnahmen, welche die verfassungsmässigen Grundrechte einschränken, erfordern eine gesetzliche Grundlage, ein öffentliches Interesse und müssen verhältnismässig sein (Art. 36 BV). Ausserdem muss bei allen Massnahmen die Rechtsgleichheit (Art. 8 Abs. 1 BV) gewahrt werden.

Die Vorlage wahrt die verfassungsmässigen Grundrechte, insbesondere die Eigentumsgarantie (Art. 26 BV) und die Wirtschaftsfreiheit (Art. 27 BV). Sie enthält auch keine Vorschriften, die sich gegen den Wettbewerb richten, wie dies etwa bei wirtschaftspolitischen oder standespolitischen Massnahmen der Fall ist, die den freien Wettbewerb behindern, um gewisse Gewerbebezüge oder Bewirtschaftungsformen zu begünstigen oder um die privatwirtschaftliche Tätigkeit oder die Wettbewerbsordnung auszuschalten.⁷⁴ Im Gegenteil: Die vollständige Elektrizitätsmarktöffnung, die gesetzlichen Wahlrechte im Bereich des Messwesens und die Regelung zur Nutzung der netzdienlichen Flexibilitäten stehen im Interesse der freien Gestaltung der Geschäftsbeziehungen unter den verschiedenen Akteuren. Einen gewissen Eingriff in das freie Spiel der Marktkräfte bringt die besagte Speicherreserve mit sich. Hierfür sind die Eingriffsvoraussetzungen nach Artikel 36 BV erfüllt. Die gesetzliche Regelung dient dem verfassungsmässigen Interesse an einer ausreichenden, sicheren und wirtschaftlichen Energieversorgung (Art. 89 Abs. 1 BV) und geht nicht über das Erforderliche hinaus: Sie ist lediglich für ausserordentliche Situationen wie kritische Versorgungsengpässe oder -ausfälle konzipiert und wird nur im Bedarfsfall abgerufen,

⁷³ René Schaffhauser in: Ehrenzeller et al., St. Galler Kommentar zur Schweizerischen Bundesverfassung (2014), Rz. 3 zu Art. 91. Zum Zweck von Art. 91 BV; vgl. Botschaft über eine neue Bundesverfassung vom 20. November 1996, BBl 1997 I 1 ff., hier 270; vgl. auch Gutachten des Bundesamtes für Justiz vom 23. Oktober 1996 betreffend die verfassungsmässigen Kompetenzen des Bundes im Bereich der Elektrizitätswirtschaft (mit weiteren Literaturhinweisen).

⁷⁴ Vgl. dazu BGE 138 I 378 E. 8.3 sowie BGE 131 I 223 E. 4.2.

wobei die benötigte Reserve von der Swissgrid jährlich neu definiert wird. Hinsichtlich der Eigentumsgarantie wie auch der Wirtschaftsfreiheit ist von Bedeutung, dass es gestützt auf Artikel 19 Absatz 4 in Ausnahmefällen zu einer Suspendierung der Stimmrechte der nicht schweizerisch beherrschten Aktionäre der Swissgrid kommen kann. Auch hier sind die Eingriffsvoraussetzungen erfüllt. Der vorgesehene Mechanismus ist zur Sicherstellung der vom Gesetzgeber gewollten nationalen Beherrschung der Gesellschaft (Art. 18 Abs. 3) notwendig und geeignet. Zudem fällt der Eingriff milder aus als bei möglichen Alternativen (z.B. ein Veräusserungszwang oder eine Bewilligungspflicht für den Verkauf). Und schliesslich geht die Suspendierung sowohl im Umfang wie auch zeitlich nicht weiter als unbedingt nötig.

Nach der Rechtsprechung des Bundesgerichts verletzt ein Erlass das Gebot der rechtsgleichen Behandlung, wenn er rechtliche Unterscheidungen trifft, für die ein vernünftiger Grund in den zu regelnden Verhältnissen nicht ersichtlich ist, oder Unterscheidungen unterlässt, die sich aufgrund der Verhältnisse aufdrängen, wenn also Gleiches nicht nach Massgabe seiner Gleichheit gleich oder Ungleiches nicht nach Massgabe seiner Ungleichheit ungleich behandelt wird. Dem Gesetzgeber bleibt im Rahmen dieser Grundsätze und des Willkürverbots (Art. 9 BV) ein weiter Gestaltungsspielraum.⁷⁵ Vorliegend bleibt auch die Rechtsgleichheit gewahrt. Die vorgenommenen Differenzierungen sind alle sachlich begründet. Dies gilt insbesondere für die Ausgestaltung der vorgesehenen Marktöffnungen. Dass die Grundversorgung in Zukunft nur mehr Endverbrauchern mit einem Jahresverbrauch von weniger als 100 MWh offen steht, begründet sich mit dem erhöhten Schutzbedarf der kleineren Endverbraucher, insbesondere der Haushaltskunden, und entspricht im Übrigen auch den Vorgaben des EU-Rechts. Dass der Markt der Verrechnungsmessung nur für grössere Messkunden geöffnet ist, hat vornehmlich mit einer Abschätzung von Kosten und Nutzen zu tun. Im Sinne der Rechtsgleichheit ist ferner auch das ausdrückliche Diskriminierungsverbot, welches zum Schutz der Eigenverbraucher hinsichtlich der für die Netzebene 7 festzusetzenden Netznutzungstarifen statuiert ist (Art. 14 Abs. 3^{bis} Bst. b). Von Bedeutung ist im Lichte der Rechtsgleichheit im Weiteren die neu eingeführte Rangfolge bei der Vorkaufsberechtigung zum Erwerb von Aktien der Swissgrid. Für die gewählte Priorisierung sprechen objektive Gründe. Dass die schweizerisch beherrschten EVU im 3. Rang stehen, liegt am verfolgten Regelungszweck, vermögen diese die Beherrschung durch die öffentliche Hand doch nur indirekt zu leisten. Dass die 26 Kantone Priorität vor den weitaus zahlreichen Gemeinden haben, begründet sich mit der Praktikabilität der Regelung, wird doch die Abwicklung eines Vorkaufsfalls mit steigender Anzahl von Berechtigten zunehmend komplexer.

5.1.3 Verhältnis zu kantonalem Recht

Bei Artikel 91 Absatz 1 BV handelt es sich um eine nachträglich derogatorische Bundeskompetenz. Soweit der Bundesgesetzgeber von seinen Rechtsetzungskompetenzen keinen Gebrauch macht, bleiben allfällige kantonale und kommunale Vorschriften bestehen. Obwohl es sich um eine grundsätzlich umfassende Sachkompetenz handelt,

⁷⁵ Vgl. BGE 138 I 321 E. 3.2, BGE 137 V 121 E. 5.3, BGE 136 I 1 E. 4.1.

hat der Bund bei deren Ausübung auf Regelungsbereiche zu achten, in denen die Kantone auch oder gar ausschliesslich zuständig sind. Die Vorlage trägt diesem verfassungsmässigen Grundsatz Rechnung. Insbesondere greift sie in keine Kompetenzbereiche ein, die den Kantonen vorbehalten sind. Ohnehin schöpft der Bundesgesetzgeber seine Kompetenzen weiterhin nicht voll aus.

5.2 Vereinbarkeit mit internationalen Verpflichtungen der Schweiz

Elektrizität gilt im Welthandelsrecht trotz der besonderen physikalischen Eigenschaften und der Leitungsgebundenheit des Transportes als gewöhnliche Handelsware. Die grundlegenden Prinzipien des Abkommens zur Errichtung der Welthandelsorganisation (WTO⁷⁶) beziehungsweise des Allgemeinen Zoll- und Handelsabkommens (GATT⁷⁷) finden somit auch auf den Stromhandel Anwendung. Unabhängig davon unterstehen diejenigen Aufgaben der Stromversorgung, die einen Dienstleistungscharakter aufweisen, dazu gehören beispielsweise Messdienstleistungen, dem Allgemeinen Abkommen der WTO über den Handel mit Dienstleistungen (GATS⁷⁸). Der Umgang mit staatlichen Beihilfen wiederum richtet sich nach dem WTO-Abkommen zu Subventionen und Ausgleichsmassnahmen (SCM⁷⁹). Abgesehen von diesen welthandelsrechtlichen Vorgaben sind im Verhältnis zur EU sowie zu den EFTA-Staaten überdies das Freihandelsabkommen Schweiz-EU von 1972⁸⁰ bzw. die EFTA-Konvention von 1960⁸¹ zu beachten.

Der vorliegende Entwurf trägt diesen internationalen Verpflichtungen Rechnung. Im Sinne des internationalen Handelsrechts stehen insbesondere die vollständige Strommarktöffnung und die Wahlfreiheiten im Bereich des Messwesens. Mit der vom lokalen Verteilnetzbetreiber vorzunehmenden Grundversorgung, deren Standardprodukt aus ausschliesslich inländischer sowie überwiegend erneuerbarer Energie besteht (Art. 6 Abs. 2), bleibt nur ein geringfügiger Markteingriff bestehen. Dieser steht aber im Dienste der Versorgungssicherheit und der Förderung der erneuerbaren Energiequellen – beides Handlungsziele, die sowohl im WTO-Recht als auch in den Freihandelsabkommen berücksichtigt sind. Den Endverbrauchern steht es im Übrigen frei, alternative Grundversorgungsprodukte zu wählen oder in den freien Markt zu wechseln.

Kommt ein Stromabkommen mit der EU zustande, ergibt sich eine weitere, wichtige internationale Verpflichtung im Bereich der Stromversorgungsgesetzgebung. Das einschlägige EU-Recht ist für die vorliegende Revision deshalb besonders bedeutsam. Neuerungen des vorliegenden Entwurfs, für die das EU-Recht Regeln enthält, werden deshalb möglichst EU-konform ausgestaltet.

⁷⁶ SR 0.632.20

⁷⁷ SR 0.632.21

⁷⁸ SR 0.632.20, Anhang 1B.

⁷⁹ SR 0.632.20, Anhang 1A.13.

⁸⁰ Abkommen vom 22. Juli 1972 zwischen der Schweizerischen Eidgenossenschaft und der Europäischen Wirtschaftsgemeinschaft; SR 0.632.401.

⁸¹ Übereinkommen vom 4. Januar 1960 zur Errichtung der Europäischen Freihandelsassoziation; SR 0.632.31.

5.3 Erlassform

Die Vorlage beinhaltet wichtige rechtsetzende Bestimmungen, die nach Artikel 164 Absatz 1 BV in der Form des Bundesgesetzes zu erlassen sind. Die Revision des StromVG erfolgt demzufolge im normalen Gesetzgebungsverfahren.

5.4 Unterstellung unter die Ausgabenbremse

Die Vorlage untersteht nicht der Ausgabenbremse nach Artikel 159 Absatz 3 Buchstabe b BV, da sie weder Subventionsbestimmungen noch die Grundlage für die Schaffung eines Verpflichtungskredits oder Zahlungsrahmens enthält.

5.5 Einhaltung der Grundsätze der Subventionsgesetzgebung

Die Vorlage sieht keine Finanzhilfen oder Abgeltungen im Sinne des Subventionsgesetzes vom 5. Oktober 1990⁸² (SuG) vor.

5.6 Delegation von Rechtsetzungsbefugnissen

Die mit der vorliegenden Revision neu ins Gesetz aufgenommenen Rechtsetzungsermächtigungen beschränken sich jeweils auf einen bestimmten Regelungsgegenstand und sind nach Inhalt, Zweck und Ausmass hinreichend konkretisiert. Die Delegationen betreffen insbesondere die Einzelheiten der Speicherreserve gegen kritische Versorgungssituationen (Art. 8a Abs. 6), der Verrechnungsmessung (Art. 17a Abs. 3), der Flexibilitäten (Art. 17b^{bis} Abs. 5) sowie der Vorkaufsrechte bei Veräusserung von Aktien der Swissgrid (Art. 18 Abs. 4^{bis}). Mit den Delegationen soll der Gesetzestext von Bestimmungen mit hohem Konkretisierungsgrad entlastet werden. Zudem handelt es sich vielfach um Inhalte, bei denen rasche Anpassungen nötig sein können, um den sich ändernden Verhältnissen oder technischen Entwicklungen Rechnung zu tragen.

5.7 Datenschutz

Nach Artikel 19 DSG bedarf die Bekanntgabe von Personendaten durch Bundesorgane grundsätzlich einer ausdrücklichen Regelung in einem Gesetz im formellen Sinn. Unter den Begriff der Bekanntgabe fallen in erster Linie die Veröffentlichung und die Weitergabe von Daten an Dritte. Das Erfordernis von Artikel 19 DSG gilt sowohl für den Datenaustausch unter Bundesorganen als auch für die Weitergabe von Daten an kantonale, kommunale und ausländische Behörden sowie an private Personen im In- und Ausland. Vorliegend ist dies für die Zusammenarbeit zwischen dem BFE und der

⁸² SR 616.1

ElCom von Bedeutung. Schon bislang bearbeiteten die beiden Behörden in Erfüllung ihrer Aufgaben Daten. Neu wird geklärt, dass sich die Behörden (zu bestimmten Zwecken) Daten weitergeben dürfen. Das DSG bleibt hier uneingeschränkt anwendbar. Neu darf die ElCom zudem in gewissen Gefährdungssituationen Daten an die Swissgrid weitergeben, wobei die Vorlage gleichzeitig spezialgesetzlich sicherstellt (Art. 27 Abs. 5), dass die Daten vertraulich behandelt und hinreichend geschützt werden. Weiter ist in diesem Zusammenhang die Sunshine-Regulierung mit der dort vorgesehenen Veröffentlichung der Ergebnisse der Vergleiche der verschiedenen Verteilnetzbetreiber von Bedeutung.

Artikel 17b^{ter} Absatz 1 verpflichtet die Netzbetreiber und die weiteren im Bereich des Messwesens tätigen Akteure, einander alle Daten zur Verfügung zu stellen, die zur Durchführung der gesetzlich vorgesehenen Aufgaben und Prozesse nötig sind. Um besonders schützenswerte Daten im Sinne von Artikel 3 Buchstabe c DSG handelt es sich dabei nicht. Gleichwohl wird diese bis anhin in der StromVV enthaltene Vorschrift im Zuge der vollständigen Strommarktöffnung auf die Gesetzesstufe gehoben. Dies, weil der Datenaustausch unter den beteiligten Akteuren für die verschiedensten Prozesse von fundamentaler Bedeutung ist, insbesondere für die reibungslose Abwicklung eines Lieferantenwechsels. Was den Umgang mit Mess- und Stammdaten der Endverbraucher und Elektrizitätserzeuger angeht, sind in Artikel 17b^{ter} Absätze 2 und 3 weitere datenschutzrechtliche Grundprinzipien verankert, so etwa der Anspruch auf unentgeltliche Herausgabe der persönlichen Daten. Dies dient der Rechtsvereinheitlichung, unterstehen doch die nach kantonalem und kommunalem Recht konstituierten EVU nicht dem Datenschutzgesetz des Bundes (Art. 2 DSG).

In Artikel 17c Absatz 3 ist ferner vorgesehen, dass Mess-, Steuer-, und Regelsysteme hinsichtlich der Datensicherheit besonderen Anforderungen genügen müssen und der Bundesrat das Verfahren zur Festlegung und zur Prüfung der Einhaltung dieser Anforderungen normiert. Der Erlass gewisser Vorgaben durch den Bundesrat liesse sich auch auf Artikel 17c Absatz 2 in Verbindung mit Artikel 7 DSG stützen, zumal das Datenschutzgesetz des Bundes auf diese Systeme integral anwendbar ist (Art. 17c Abs. 1). Aufgrund der hohen praktischen Relevanz dieser Thematik wird dem Bundesrat an dieser Stelle eine klare und umfassende Kompetenz eingeräumt.