



Tätigkeitsbericht der ElCom 2016



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom

Impressum

Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom
Effingerstrasse 39, CH-3003 Bern
Tel. +41 58 462 58 33 · Fax +41 58 462 02 22
info@elcom.admin.ch · www.elcom.admin.ch

Bilder

ElCom / www.bildkultur.ch (Seite 1, 43, 51)
Alpiq AG (Seite 6)
BKW AG (Seite 17)
Swissgrid (Seite 28)
Axpo Holding AG (Seite 45)

Auflage

D: 400, F: 200, I: 50, E: 100

Erscheint in deutscher, französischer, italienischer und englischer Sprache · 6/2017

Inhaltsverzeichnis

1	Vorwort des Präsidenten	4
2	Versorgungssicherheit	6
2.1	Übersicht	8
2.2	Die Versorgungssicherheit im Rück- und Ausblick	8
2.2.1	Rückblick auf den Winter 2015/2016	8
2.2.2	Bericht zur Stromversorgungssicherheit 2016	9
2.2.3	Situation im Winter 2016/2017	9
2.2.4	Längerfristiger Ausblick	10
2.3	Qualität der Versorgung	10
2.3.1	Verfügbarkeit des Netzes	10
2.3.2	Importkapazität	11
2.4	Kapazitätsmechanismen	12
2.5	Systemdienstleistungen	14
3	Die Netze	17
3.1	Fakten und Zahlen der Schweizer Stromnetze	17
3.2	Netzausbau und Netzplanung	21
3.2.1	Mehrjahresplanung Übertragungsnetz	21
3.2.2	Mehrjahresplanung Verteilnetz	22
3.2.3	Beteiligung an Sachplan- und Plangenehmigungsverfahren	22
3.3	Investitionen in Netzinfrastruktur	23
3.3.1	Investitionen ins Übertragungsnetz	23
3.3.2	Investitionen ins Verteilnetz	23
3.4	Netzverstärkungen	24
3.5	Nationale Netzgesellschaft	25
3.6	Verfügungen und Entscheide zu den Netzen	27
4	Der Schweizer Strommarkt	28
4.1	Struktur der Schweizer Netzbetreiber	28
4.2	Marktzugang und Wechselrate	29
4.3	Tarife Übertragungsnetz	31
4.4	Tarife Verteilnetz	32
4.5	Prüfungen zu Tarifen	35
4.6	Gerichtspraxis	39
4.7	Sunshine-Regulierung	40
4.8	Messwesen	41
4.9	KEV, Einmalvergütung und Rückliefertarife	42
5	Marktüberwachung	43
5.1	Markttransparenz im Stromgrosshandel	43
5.2	Sektion Marktüberwachung 2016 in Zahlen	44
6	Internationales	45
6.1	Engpassmanagement	45
6.2	Grenzkraftwerke	47
6.3	Merchant Lines	47
6.4	Auktionserlöse	48
6.5	Internationale Plattformen für Regelenergie	49
6.6	Internationale Gremien	49
7	Ausblick	50
8	Über die ElCom	51
8.1	Organisation und Personelles	52
8.1.1	Kommission	53
8.1.2	Fachsekretariat	55
8.2	Finanzen	56
8.3	Veranstaltungen	56
9	Anhang	57
9.1	Geschäftsstatistik	57
9.2	Beschwerdenstatistik	57
9.3	Sitzungsstatistik	58
9.4	Publikationen	58
9.5	Abkürzungen und Glossar	59

1 Vorwort des Präsidenten



Carlo Schmid-Sutter
Präsident der ElCom

Das Jahr 2016 war für die schweizerische Strombranche ein bewegtes Jahr. Anfang Jahr lösten eine unterdurchschnittliche Produktionsverfügbarkeit auf der Spannungsebene 220 Kilovolt (kV) sowie limitierte Importkapazitäten erhebliche Diskussi-

onen zur Versorgungssicherheit aus. Aufgrund günstiger Witterung und eingeleiteter Sofortmassnahmen hat sich die Situation daraufhin entspannt. Die Sofortmassnahmen waren nur durch die zeitnahe und ausgezeichnete Arbeit aller involvierten Akteure möglich. In dieser Hinsicht hatte der potenzielle Engpass durchaus positive Seiten: In der Krise haben die involvierten Parteien intensiv zu deren Entschärfung beigetragen, in Arbeitsgruppen die Zuständigkeiten definiert und die sachdienlichen Massnahmen eingeleitet. Auf technischer Ebene wurden zentrale Elemente beim Netzausbau vorangetrieben, so etwa der Transformator in Beznau. Es ist zu hoffen, dass die Schweizer Strombranche für die kommenden Winter ihre Lehren aus dem Winter 2015/2016 gezogen hat.

Aus Sicht des Regulators funktionierte die Stromversorgung in den vergangenen Jahren zufriedenstellend. So ist die Versorgungsqualität in der Schweiz ausgezeichnet. Durchschnittlich hatte ein Schweizer Konsument im Jahr 2015 – die Werte von 2016 sind erst im Sommer 2017 bekannt – mit 21 Minuten geplanter und ungeplanter Unterbrüche zu rechnen. Die ungeplanten Unterbrüche machten nur elf Minuten pro Konsument aus. Diese Zahlen gehören europaweit zu den Spitzenwerten.

Zufriedenstellend sind auch die Strompreise der Grundversorgung. Die Netznutzungskosten sind seit Beginn unserer Erhebungen 2009 stabil bei circa zehn Rappen pro Kilowattstunde (Rp./kWh). Die Energiepreise schwanken zwischen sieben und acht Rappen, die kantonal und kommunal unterschiedlichen Steuern und Abgaben bewegen sich im Bereich von rund einem Rappen. Einzig die KEV hat sich – allerdings mit der Zustimmung der Stimmbürgerinnen und Stimmbürger der Schweiz – im Beobachtungszeitraum auf 1.5 Rappen mehr als verdreifacht.

Für die Zukunft sieht der Regulator allerdings schwierige Zeiten auf die Schweizer Stromversorgung zukommen. Kurzfristig, für den Winter 2016/2017, zeigt sich die Lage für die Schweiz einigermaßen entspannt. Die Hausaufgaben wurden gemacht, auf Seiten Netz steht gegenüber dem Vorjahr eine bedeutend höhere Importkapazität zur Verfügung. Daher kann allfällig fehlende Bandenergie – sofern sie im Ausland verfügbar ist – importiert werden. Auch die Energiesituation ist in der Schweiz in kurzfristiger Hinsicht relativ unkritisch. Dies trotz vorübergehendem Ausfall der Kernkraftwerke Beznau 1 und Leibstadt.

Mittel- und langfristig werden die Herausforderungen für die Schweiz zunehmend grösser: Der Zubau von erneuerbaren Energien geht nur schleppend voran. Wenn wir die wegfallende Energie aus der Kernkraft mit Erneuerbaren kompensieren wollen, benötigen wir dafür mit der momentanen Zubaurate rund 100 Jahre. Das heisst, dass wir die Lücke zwischen Verbrauch und Produktion im Inland mindestens teilweise mit Eigenproduktion schliessen müssen, wie dies der Bundesrat bereits in seiner Botschaft zur Energiestrategie 2050 in Aussicht gestellt hat. Oder wir werden mehr Elektrizität importieren müssen.

Im Rahmen des periodischen Berichts zur Versorgungssicherheit hat die ElCom im Berichtsjahr vor den Risiken einer zu ausgeprägten Importabhängigkeit gewarnt. Die Importe von Elektrizität sind nur dann möglich, wenn die Produktion und Transportinfrastruktur im Ausland sowie die Übertragungskapazität im Inland in Echtzeit verfügbar sind.

Bei zunehmender Importabhängigkeit nimmt auch die Bedeutung des internationalen Umfelds zu. Auf operativer Ebene sind die Beziehungen zu den Nachbarstaaten zwar intakt. Mit der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden der EU (ACER) haben wir ein Memorandum of Understanding, das uns Beobachterstatus in verschiedenen Arbeitsgruppen gewährt. Die Haltung Brüssels gegenüber der Schweiz ist jedoch klar abweisend. So wird der Schweiz nicht nur der Zutritt zur Day-Ahead-Marktkopplung verwehrt, sondern sie wird auch aus dem Cross-Border-Intraday-Prozess ausgeschlossen. Die Situation präsentiert sich im Hinblick auf künftige Verhandlungen als problematisch. Die zunehmende Fokussierung auf institutionelle Fragen führt dazu, dass die Optimierung des Verbundbetriebs, das Funktionieren der Märkte und die Gewährleistung der Versorgungssicherheit zur Nebensache verkommen. Wenn formale Fragen weiter dominieren, ist dem Verbundbetrieb und der Versorgungssicherheit nicht gedient.

Im Bereich der Marktüberwachung wurde in der ElCom das Monitoring des schweizerischen Stromgrosshandels MATCH, das schweizerische Pendant zum europäischen REMIT, erfolgreich eingeführt. Im MATCH-System gehen seit 2016 bei der ElCom täglich zwischen 40'000 und 45'000 Standardverträge ein, ohne OTC-Meldungen und Fundamentaldaten. MATCH dient dem Regulator

dazu, einen fairen Strompreis zu garantieren, über solide Marktkenntnisse zu verfügen sowie eine Übersicht über den Kenntnisstand auswärtiger Behörden betreffend sensible Schweizer Unternehmensdaten zu behalten.

Im Fachbereich Preise und Tarife haben wir die zweite und damit letzte Testphase der Sunshine-Regulierung erfolgreich abgeschlossen. 2017 werden wir Sunshine erstmals als Regulierungsinstrument anwenden. Die Ergebnisse werden wie in den Testjahren jedem Verteilnetzbetreiber individuell mitgeteilt und vorerst nicht öffentlich publiziert.

Im Bereich Recht bestätigte das CKW-Urteil des Bundesgerichts im Berichtsjahr die Gesetzeskonformität der sogenannten Durchschnittspreis-Methode, welche die ElCom und gut 80 Prozent der Netzbetreiber für die Preisgestaltung seit langem angewandt haben. Die Konsequenzen für jene Verteilnetzbetreiber, welche die Durchschnittspreis-Methode nicht angewendet haben, sind angesichts der parlamentarischen Reaktionen auf das Bundesgerichtsurteil abzuwarten.

Weiter hat die ElCom im April 2016 einen Grundsatzentscheid zur Vergütung von eingespeister elektrischer Energie – insbesondere Solarstrom – getroffen. Die Vergütung richtet sich nach dem Einkaufspreis, den der Netzbetreiber bei der Beschaffung von Strom ohne deklarierte Herkunft bezahlt.

Einen umfassenden Überblick über die Tätigkeiten der ElCom erhalten Sie im vorliegenden Bericht. Ich wünsche Ihnen eine angenehme Lektüre.



2 Versorgungssicherheit



Die Speicherseen liefern – insbesondere im Winterhalbjahr – einen wichtigen Beitrag an die Versorgungssicherheit in der Schweiz. Im Bild der Stausee Lac d'Emosson im Kanton Wallis.

Für die ElCom stand die Versorgungssicherheit im Jahr 2016 im Zentrum. Die im Winter 2015/2016 angespannte Versorgungssituation konnte durch kurzfristige Massnahmen entschärft werden und entspannte sich zudem durch günstige Wetterbedingungen. Mittel- und langfristig sieht die ElCom jedoch erhöhte Risiken. Renato Tami, der Geschäftsführer der ElCom, erläutert im Interview die bereits erledigten Aufgaben und die Herausforderungen für die Zukunft.

Am 2. Dezember 2015 kommunizierte Swissgrid in einer Medienmitteilung, dass eine angespannte Versorgungssituation zu erwarten sei. Was ist passiert?

Im Winter 2015/2016 war die Versorgungssituation aufgrund einer Verkettung von besonderen Umständen angespannt. Wegen des Ausfalls der Kernkraftwerke Beznau 1 und 2 fehlte in der Schweiz ein erheblicher Teil der Bandproduktion. Diese fehlende Energie musste hauptsächlich aus Schweizer Speicherseen kompensiert werden, was wiederum bedeutete, dass diese unterdurchschnittlich tiefe Pegelstände hatten. Auch der sehr trockene Sommer und Herbst 2015 trugen ihren Teil bei: Neben den tiefen Pegelständen der Speicherseen führten die Flüsse sehr wenig Wasser, was die Produktion der Laufwasserkraftwerke, die für die Schweizer Stromversorgung zentral sind, erheblich verringerte. Diese Umstände führten

dazu, dass mehr Strom aus dem Ausland importiert werden musste. Obwohl die Kapazitäten am Norddach vorhanden waren, kam es zu Transformationsengpässen zwischen der 380 kV- und der 220 kV-Ebene.

Durch gezielte Massnahmen, aber auch durch ein milderer und feuchtes Klima, hat sich die Situation entschärft. Was wurde gemacht?

Die netz- und marktseitigen Massnahmen, die aufgrund der zugespitzten Lage im Winter 2015/2016 eingeleitet wurden, zeigten rasch eine positive Wirkung. Bei den netzseitigen Massnahmen ging es insbesondere darum, die Belastung der 380/220 kV-Kuppeltransformatoren zu reduzieren, beispielsweise mit der Verwendung eines Nottransformators. Zu den marktseitigen Massnahmen gehörte zum Beispiel die vorgezogene Beschaffung von Regelenergie. Zusätzlich wurden verschiedene

Arbeitsgruppen einberufen. Zusammen mit dem milderen und niederschlagsreichen Winterwetter sowie der Wiederinbetriebnahme von Beznau 2 haben diese Massnahmen zu einer Entspannung der Situation geführt. Einen detaillierten Überblick über den Versorgungsengpass Winter 2015/2016 gibt der Bericht über die Versorgungssicherheit Winter 2015/2016, der auf der Webseite der ElCom abrufbar ist.

Wenn wir den Blick nach vorne richten: Kann mit den getroffenen Massnahmen ein Engpass, wie er im Winter 2015/2016 herrschte, in Zukunft ausgeschlossen werden?

Auch mit den getroffenen Massnahmen kann ein Stromengpass leider nie ganz ausgeschlossen werden. Insbesondere im Hinblick auf die mittel- und langfristige Versorgungssicherheit sehen wir grosse Probleme auf die Schweiz zukommen. So genügt die momentane Zubaurate der erneuerbaren Energien nicht, um die mit der Stilllegung der Kernkraftwerke wegfallende Produktion energiemässig zu kompensieren. Die naheliegendste Möglichkeit, diese wegfallende Energie zu ersetzen, besteht darin, mehr zu importieren. Diese Importabhängigkeit ist allerdings nicht ohne Risiko.

Worin besteht das Risiko? Die tiefen Strompreise zeugen von einer regelrechten Energieschwemme in Europa.

Einerseits muss der Netzausbau genügend fortgeschritten sein. Obwohl diesbezüglich grosse Anstrengungen und Fortschritte seit dem vergangenen Winter feststellbar sind, sind weitere Ausbauten dringend notwendig, beispielsweise der Ausbau des Transformators in Mühleberg und die Leitung Bassecourt-Mühleberg.

Auf der anderen Seite setzt die Importabhängigkeit eine jederzeit uneingeschränkte Exportbereitschaft der Nachbarländer voraus. Wie die Situation allerdings zeigt, kann diese Annahme bereits mittelfristig unzutreffend sein. In Frankreich ist die Energie in den kritischen Wintermonaten knapp, das Land hat sich im Jahresvergleich vom Netto-Exporteur zu einem

Netto-Importeur gewandelt. Dabei sind die Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke und der Temperaturverlauf zentral. Pro Grad Celsius an kälteren Temperaturen benötigt das Land mehr als 2000 MW zusätzliche Leistung. Das ist zweimal die Leistung des Kernkraftwerks Leibstadt. Zum Vergleich: In der Schweiz benötigt ein weiteres Minusgrad ca. 70 MW zusätzliche Leistung. Diese Besonderheit in Frankreich kann in einem kalten Winter zu erheblichen Problemen für die ganze europäische Stromversorgung führen. Deutschland nimmt bis 2022 die verbleibenden Kernkraftwerke vom Netz – darunter vier grosse Kraftwerke in Süddeutschland – und ist mit dem Netzausbau der Nord- und Südachse im Verzug. Das heisst: Auch für Deutschland ist fraglich, ob das Land jederzeit ausreichend exportfähig bleibt.



« Die Idee eines fest definierten Autarkiegrads ist für die Schweiz sehr interessant »

Renato Tami
Geschäftsführer der ElCom

Wäre es demnach sinnvoll, einen Autarkiegrad für die Schweiz zu bestimmen? Also, wieviel Prozent der Energie in Eigenproduktion produziert werden muss?

Es gibt verschiedene Ansätze, um die mittel- und langfristige Versorgungssicherheit in der Schweiz zu stützen. Die Idee eines definierten Autarkiegrads ist sehr interessant. Wichtig ist, dass das Thema aufgegriffen und zeitnah auf der politischen Bühne im Interesse der Versorgungssicherheit diskutiert wird. Erst wenn ein gemeinsames Verständnis über den Autarkiegrad geschaffen wird, machen Debatten über neue Marktmodelle und Marktdesign überhaupt Sinn.

2.1 Übersicht

Die ElCom ist gemäss Stromversorgungsgesetz (StromVG, Art. 22 Abs. 3 und 4) für die Überwachung der Versorgungssicherheit zuständig. Zeichnet sich mittel- oder langfristig eine erhebliche Gefährdung der inländischen Versorgung ab, unterbreitet die ElCom dem Bundesrat Massnahmen nach Artikel 9 StromVG. Solche Massnahmen können bei der Effizienz der Verwendung von Elektrizität, bei der Beschaffung von Elektrizität oder in der Verstärkung und im Ausbau von Elektrizitätsnetzen liegen. Die Versorgungssicherheit ist dann gewährleistet, wenn jederzeit die gewünschte Menge an Energie mit der erforderlichen Qualität und zu angemessenen Tarifen im gesamten Stromnetz erhältlich ist.

Im Winter 2015/16 war die Versorgungssicherheit in der Schweiz aus mehreren Gründen angespannt. Die Vorkommnisse wurden anhand eines Berichts aufgearbeitet sowie verschiedene Massnahmen im Hinblick auf den Winter 2016/17 eingeleitet, welche die Wiederholung einer ähnlichen Situation verhindern sollen (vgl. Abschnitt 2.2).

Die mittel- bis langfristige Versorgungssicherheit beobachtet die ElCom anhand eines umfassenden Monitorings in den Bereichen Netze, Produktion, Preise und Tarife sowie Umfeld. Hierzu

erhebt sie u. a. Daten zur Versorgungsqualität und Verfügbarkeit des Netzes bzw. zur Häufigkeit von Unterbrechungen. Zusätzlich zur Versorgungsqualität beobachtet die ElCom im Rahmen des Monitorings auch die Entwicklung der verfügbaren Importkapazität an den Grenzen zu den Nachbarländern Frankreich, Deutschland, Österreich und Italien (vgl. Abschnitt 2.3). Diese Daten werden jährlich publiziert.

Im Weiteren hängt die Versorgungssicherheit auch von der Produktionskapazität und der Verfügbarkeit der Elektrizität ab. Aus diesem Grund beobachtet die ElCom die ausländischen Märkte und die Aktivitäten der ausländischen Regulatoren im Bereich der Kapazitätsmechanismen (vgl. Abschnitt 2.4).

Genügend Produktionskapazitäten und ein ausreichend dimensioniertes Übertragungs- und Verteilnetz allein reichen nicht aus, um die Sicherheit der Stromversorgung zu gewährleisten. Da sich elektrische Energie im Stromnetz nicht speichern lässt, muss die ins Netz eingespeiste Energie zu jedem Zeitpunkt gleich gross sein wie die daraus bezogene Energie. Diese Abstimmung erfolgt über die Systemdienstleistung Regenergie (vgl. Abschnitt 2.5).

2.2 Die Versorgungssicherheit im Rück- und Ausblick

2.2.1 Rückblick auf den Winter 2015/2016

Die Situation im Winter 2015/2016 war zeitweise kritisch. Als Nadelöhr haben sich die 380/220 kV-Kuppeltransformatoren erwiesen, welche die Importkapazität beschränkten. Die Branche hat – unter massgeblicher Beteiligung der ElCom – in der «Arbeitsgruppe Winter» die Situation erörtert und mit verschiedenen Massnahmen entschärft. Ein ausführlicher Bericht zur Versorgungssituation im Winter 2015/2016 wurde auf der Webseite der ElCom publiziert.

In der Nachbearbeitung des Winters wurden die Verantwortlichkeiten in einer weiteren Arbeitsgruppe unter Leitung der ElCom festgehalten. Die mit der Inkraftsetzung des StromVG umgesetzte Entflechtung zwischen den Netzen respektive den Produktions-, Handels- und Vertriebstätigkeiten hat dazu geführt, dass eine integrale Gesamtverantwortung für die Versorgungssicherheit nicht mehr besteht. Die Verantwortlichkeiten der einzelnen Akteure sind aber klar: Die Versor-

gung von Endverbrauchern in der Grundversorgung liegt von Gesetzes wegen in der Verantwortung der Verteilnetzbetreiber. Die Versorgung von freien Endkunden ist privatrechtlich über Lieferverträge geregelt. Swiss-

grid obliegt die Gewährleistung eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Betriebs des Übertragungsnetzes. Hingegen hat Swissgrid keine Verantwortung zur Bereitstellung von Versorgungsenergie.

2.2.2 Bericht zur Stromversorgungssicherheit 2016

Alle zwei Jahre erstellt die ElCom einen detaillierten Bericht über die mittelfristige Stromversorgungssicherheit der Schweiz. Der aktuelle Bericht wurde im Sommer 2016 auf der Webseite der ElCom kommuniziert. Die Auswertung der relevanten Beobachtungsgrössen ergibt kein einheitliches Bild: Während die Dimensionen Preise und Tarife in Bezug auf die Versorgungssicherheit als unkritisch beurteilt werden, sieht die ElCom Handlungsbedarf bei den Netzen und der Produktion.

Die Beobachtungsgrössen in der Systemführung des Übertragungsnetzes entwickelten sich stabil bis leicht positiv. Kritisch ist die Importkapazität, um geplante und ungeplante Produktionslücken in der Schweiz zu kompensieren. Aufgrund der Erkenntnisse des Winters 2015/2016 wurden seitens Swissgrid gewisse Ausbauvorhaben neu priorisiert. Dazu gehört beispielsweise die Erweiterung der 380/220 kV-Kuppeltransformatoren mittels Ausbau in Laufenburg und Neubau in Beznau. Die ElCom hat in einer Zusammenarbeit mit der Forschungsstelle Energienetze der ETH

Zürich FEN die Wirksamkeit dieser Massnahmen in Ergänzung zu den Untersuchungen von Swissgrid verifiziert. Ein nächster wichtiger Schritt ist im Hinblick auf die Ausserbetriebnahme des Kernkraftwerks Mühleberg die Spannungserhöhung der Leitung Bassecourt – Mühleberg. Eine Herausforderung bei diesen Vorhaben stellen die langen Verfahrensdauern bei Leitungsprojekten dar.

Die Versorgungssicherheit im Verteilnetz ist als sehr gut zu bezeichnen. Die Netzverfügbarkeit erreichte in den vergangenen sechs Jahren eine sehr hohe Qualität. Dies bestätigt auch der jährliche Ländervergleich des Rats der Europäischen Energieregulierungsbehörden (Council of European Energy Regulators CEER).

Der Schweizer Kraftwerkpark weist einen hohen Anteil an Spitzenlastkraftwerken auf. Deswegen bestehen leistungsseitig Reserven. Bezogen auf die Energie ergibt die Beurteilung des Schweizer Kraftwerkparkes jedoch ein tendenziell grösseres Risiko. Die Leistung ist nur nutzbar, wenn die notwendige Primärenergie zur Verfügung steht.

2.2.3 Situation im Winter 2016/2017

Als vorbeugende Massnahme trifft sich die «Arbeitsgruppe Winter» auch im Winter 2016/2017. Bis zum Dezember blieb die Situation entspannt. Allerdings wurden in der Folge die Speicherseen sehr stark zur Produktion eingesetzt, so dass deren Pegelstände sehr tief waren. Aufgrund der Verbesserungen und Erfahrungen aus dem vergangenen Winter ist aber die Importkapazität deutlich grösser, wodurch auch bei tiefen Pegelständen die Versorgung sicher bleibt.

Der Grund für die hohe Speicherproduktion liegt einerseits im kalten Winterwetter. Andererseits steht der Kernkraftwerkpark in Frankreich und der Schweiz teilweise still. Aufgrund stark verbreiteter Elektroheizungen in Frankreich steigen der Stromverbrauch und entsprechend das Preisniveau in Frankreich und in Folge auch das Preisniveau der Schweiz stark an, so dass sich die Speicherproduktion für die Kraftwerksbetreiber rechnet.

In Frankreich wurde im Oktober 2016 etwa ein Drittel der Kernkraftwerke als Vorsichtsmassnahme nach Anomalitäten abgeschaltet. Ein Teil davon konnte bis Jahresende wieder in Betrieb genommen werden. In der für Frankreich kritischsten Zeit hat dann Italien die Exporte

kurzzeitig limitiert. Swissgrid hat Frankreich soweit möglich unterstützt und die Situation mit der ElCom reflektiert. Auch wenn dies nicht zu unmittelbar kritischen Situationen in der Schweiz führte, zeigten sich Risiken im Falle von hoher Importabhängigkeit.

2.2.4 Längerfristiger Ausblick

Unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Marktpreisen scheinen die Eigentümer der Schweizer Kraftwerke nicht in der Lage zu sein, Investitionen zu tätigen und die Erneuerung der Kraftwerke zu finanzieren. Die schrittweise Abschaltung der Kernkraftwerke führt in den nächsten Jahrzehnten zu einer Abnahme der in der Schweiz produzierten Energie im Umfang von jährlich 25 Terawattstunden (TWh). Der Zubau erneuerbarer Energie wird dies aus heutiger Sicht nicht genügend schnell kompensieren können. Wie oben dargestellt, ist die Abhängigkeit von Importen risikobehaftet.

Verstärkt wird dieses Risiko durch die geplante Ausserbetriebnahme von mehreren Grosskraftwerken in Süddeutschland ohne gleichzeitigen Ausbau des innerdeutschen Netzes.

Die ElCom stellt fest, dass dieses Thema bei den zuständigen politischen Stellen (Bundesamt für Energie, Energiekommissionen des Parlaments) zur Kenntnis genommen wurde. Die ElCom wird die entsprechenden Diskussionen verfolgen und sich wo nötig einbringen, damit die Schweizer Versorgungssicherheit auch in Zukunft gewährleistet bleibt.

2.3 Qualität der Versorgung

2.3.1 Verfügbarkeit des Netzes

Die Versorgungsqualität ist unter anderem durch eine hohe Verfügbarkeit des Netzes definiert. In der Schweiz wird die Entwicklung der Netzverfügbarkeit seit 2010 beobachtet. Die ElCom stützt sich dabei auf die international üblichen Kennzahlen SAIDI (System Average Interruption Duration Index) und SAIFI (System Average Interruption Frequency Index). Der SAIDI quantifiziert die durchschnittliche Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher, der SAIFI die durchschnittliche Unterbrechungshäufigkeit pro Endverbraucher. In die Berechnung des SAIDI/SAIFI fliessen alle ungeplanten Unterbrechungen ein, die länger als drei Minuten dauern und aufgrund von Naturereignissen, menschlichem Versagen, betrieblichen Ursachen oder Fremdeinwirkungen auftreten.

Die ElCom wertet für die Beobachtung der Netzverfügbarkeit die Unterbrechungen der 96 grössten Schweizer Netzbetreiber aus. Diese 96 Netzbetreiber wickeln 89 Prozent des gesamten Schweizer Energieumsatzes über ihre Netze ab und speisen 80 Prozent der Energie direkt an ihre Endverbraucher aus. Im Jahr 2015 verzeichneten die 96 grössten Schweizer Netzbetreiber 4'401 ungeplante Unterbrechungen (vgl. Tabelle 1). Damit nahm die Zahl der ungeplanten Unterbrechungen gegenüber dem Vorjahr um knapp 400 zu. Die Anzahl Unterbrechungen als solches lässt jedoch noch keine abschliessende Aussage über die Netzverfügbarkeit zu. Erst verbunden mit der Dauer der Unterbrechungen und der Anzahl betroffener Endverbraucher kann eine aussagekräftige Angabe zur Verfügbarkeit des Netzes gemacht werden.

	2011	2012	2013	2014	2015 ¹	Einheit
Unterbrechungen	4'264	5'038	4'615	4'039	4'401	Anzahl
SAIDI	16	22	15	13	11	Minuten pro Endverbraucher
SAIFI	0.28	0.34	0.28	0.22	0.23	Unterbrechungen pro Endverbraucher

Tabelle 1: Entwicklung der Versorgungsqualität in der Schweiz 2011–2015 (nur ungeplante Unterbrechungen)

Im Jahr 2015 betrug die durchschnittliche Dauer der ungeplanten Unterbrechungen pro Endverbraucher 11 Minuten. Damit verbesserte sich dieser Indikator landesweit gegenüber dem Vorjahr um 2 Minuten. Die durchschnittliche Häufigkeit einer ungeplanten Unterbrechung pro Endverbraucher nahm im Jahr 2015 gegenüber dem Vorjahr leicht zu und lag bei 0.23 Unterbrechungen pro Endverbraucher.

waren hauptsächlich auf ausserordentliche Naturereignisse (Sturm und Schnee) zurückzuführen. Die hohe Versorgungsqualität in der Schweiz ist auch im internationalen Vergleich feststellbar. Gemäss dem «6th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply» gehört die Schweiz zur Gruppe von Ländern mit der höchsten Versorgungsqualität in Europa.

Die Schweizer Netzverfügbarkeit entwickelte sich insgesamt seit dem Jahr 2012 positiv. Die höheren SAIDI- und SAIFI-Werte im Jahr 2012

¹ Die Zahlen zur Versorgungsqualität 2016 werden im Juni 2017 veröffentlicht und sind auf der Internetseite der ECom abrufbar.

2.3.2 Importkapazität

Neben der Verfügbarkeit des Netzes ist auch die verfügbare Importkapazität eine wichtige Kenngrösse für eine sichere Stromversorgung in der Schweiz. Die ECom verfolgt deshalb die Entwicklung der verfügbaren Grenzkapazitäten (Net Transfer Capacity, NTC). Der NTC gibt an, wie viel Transportkapazität grenzüberschreitend mit den Nachbarstaaten verfügbar ist, ohne die Sicherheitsstandards zu

verletzen. Swissgrid bestimmt den Wert für die vier Schweizer Grenzen gemeinsam mit den Betreibern der benachbarten Übertragungsnetze. Der Anteil der Importkapazität des Fürstentums Liechtenstein, das der Regelzone Schweiz angehört, wird der Importkapazität aus Österreich angerechnet. Tabelle 2 gibt einen Überblick über die Entwicklung der verfügbaren Importkapazitäten.

NTC (MW)	2012	2013	2014	2015	2016
Frankreich	3'109	3'060	3'093	3'073	2'974
Deutschland	895	965	1'094	1'373	1'468
Österreich	456	512	612	779	803
Italien	1'724	1'726	1'722	1'722	1'717

Tabelle 2: Verfügbare Importkapazität der Schweiz 2012–2016

Da der Austausch von Energie mit den Nachbarländern hauptsächlich über das 380 kV-Netz erfolgt, der importierte Strom den Endkunden in den Verteilnetzen der Schweiz allerdings auf 220 kV bereitgestellt wird, bestimmt in erster Linie die verfügbare Kapazität der Kuppeltransformatoren (380/220 kV) die maximal mögliche Importkapazität der Schweiz. Die Importkapazitäten an den einzelnen Landesgrenzen blieben zwischen 2012 und 2016 für Italien relativ stabil und stiegen in Deutschland und Österreich leicht an. Dieser Anstieg der Importkapazitäten in den Jahren 2014 und 2015 war einerseits auf eine Verschiebung bzw. einen Neubau eines 380/220 kV-Transformators (Bassecourt bzw. Bickigen) zurückzuführen (physische Kapazitätserweiterungen). Andererseits konnte Swissgrid die Importkapazität an der deutschen und österreichischen Grenze im

Winter 2015 aufgrund von neuen Planungs- und Prognosesystemen optimieren. Für Frankreich blieben die Importkapazitäten zwischen 2012 und 2015 relativ stabil. Für 2016 sanken sie allerdings.

Aufgrund der hohen Transitflüsse durch die Schweiz von Norden nach Süden ist für die Versorgungssicherheit der Schweiz auch die verfügbare Exportkapazität nach Italien von Bedeutung. Der Umfang dieser Exportkapazität hat einen massgeblichen Einfluss auf die Belegung der Importkapazität an der Grenze zu Frankreich, Deutschland und Österreich. Um die italienische Netzstabilität sicherzustellen, ordnete der italienische Übertragungsnetzbetreiber Terna in den vergangenen Jahren häufigere Kapazitätsreduktionen an (siehe Tabelle 3).

NTC (MW)	2012	2013	2014	2015	2016
Italien	2'826	2'767	2'557	2'948	2'986

Tabelle 3: Entwicklung der Exportkapazität der Schweiz nach Italien 2012–2016

2.4 Kapazitätsmechanismen

Der mittel- und westeuropäische Produktionspark für elektrische Energie befindet sich in einem radikalen Umbau. Konventionelle Kraftwerke, insbesondere Kernkraftwerke, verlieren an Bedeutung, während immer mehr Produktionsanlagen für erneuerbaren Strom zugebaut werden. Dies geschieht auch mit Unterstützung staatlicher Förderprogramme. Im Gegensatz zur befürchteten Stromlücke hat sich in den vergangenen Jahren auf dem europäischen Strommarkt – trotz Ausserbetriebnahme von thermischen Kraftwerken – ein breites Überangebot ergeben. Die stagnierende Nachfrage hat diesen Trend verstärkt. Das Überangebot führte an den Grosshandelsmärkten für Strom, zusammen mit

sinkenden Brennstoffkosten und fallenden Preisen für CO₂-Zertifikate, zu einem langjährigen Preiszerfall. Auf Basis des Schweizer Strompreises SwissIX lässt sich – verglichen mit dem Preisniveau zum Ende des vergangenen Jahrzehnts – nur noch etwa die Hälfte des Erlöses pro kWh erwirtschaften.

Um die Wirtschaftlichkeit der bestehenden Kraftwerke auch in Zukunft garantieren zu können, werden zwei Konzepte verfolgt: Entweder lässt man den Marktkräften an den Stromhandelsplätzen freien Lauf, so dass sich in Engpasssituationen Strompreise ergeben, die unter Umständen ein Vielfaches über den Durchschnittspreisen liegen. Damit liessen

sich auch bei wenigen Betriebsstunden im Jahr die Vollkosten der konventionellen Kraftwerke finanzieren. Oder aber der Staat lässt keine freien Preisspitzen zu und be-

grenzt somit die Preise für Strom. Zugleich sichert er aber mit sogenannten Kapazitätsmechanismen die Bereitstellung ausreichender Kraftwerkskapazitäten.

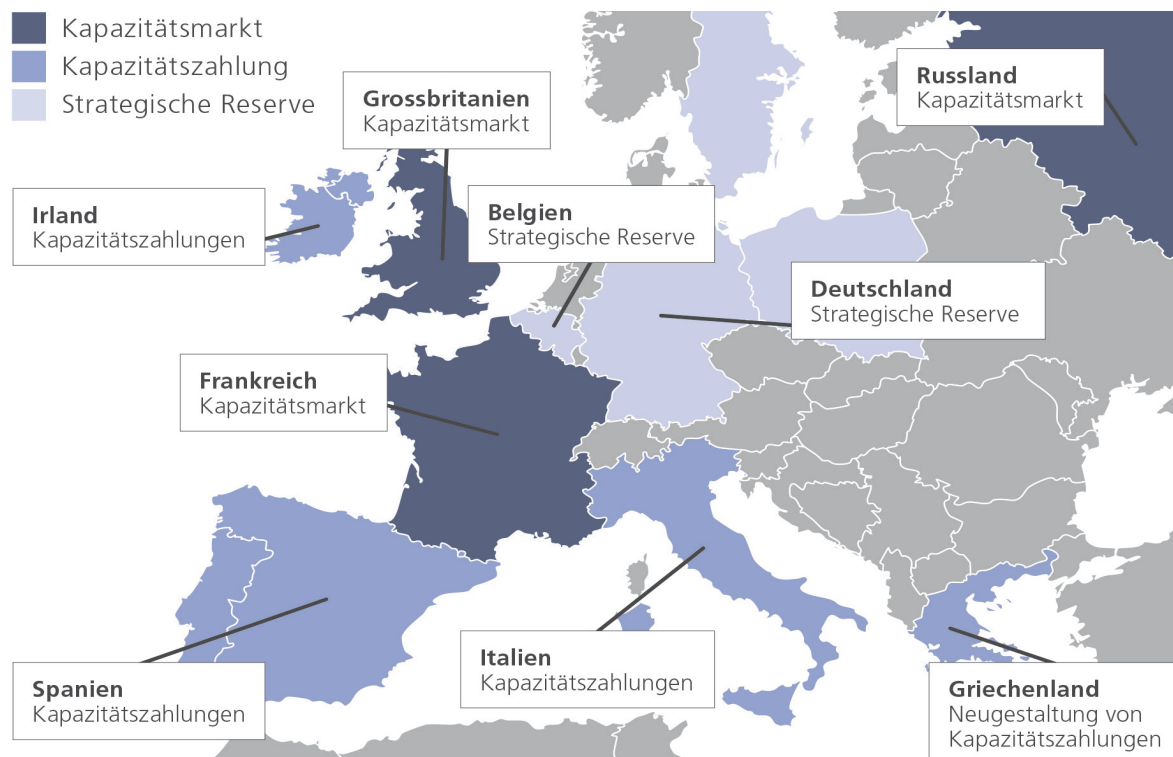


Abbildung 1: Vereinfachte Übersicht zu Kapazitätsmechanismen in ausgewählten Ländern Europas

In vielen Ländern Europas, auch innerhalb der EU, ist die Einführung solcher Kapazitätsmechanismen geplant oder bereits umgesetzt (vgl. Abbildung 1). In einer einschlägigen Sektoruntersuchung identifizierte die EU Kommission im Jahr 2016 eine Vielzahl von Kapazitätsmechanismen: 35 bisherige, aktuelle, verworfene und geplante Mechanismen alleine in den elf untersuchten Ländern. Gemäss der Untersuchung sind marktweite Kapazitätsmechanismen am besten geeignet, wenn auf lange Sicht ein Risiko für eine angemessene Versorgungssicherheit besteht. Für ein vorübergehendes Risiko sind, gemäss der Untersuchung, strategische Reserven das

geeignete Mittel. Die Europäische Kommission hat nach detaillierter Prüfung den französischen Kapazitätsmechanismus genehmigt, nach dem explizit auch Anbieter aus anderen Mitgliedstaaten teilnehmen können. Allerdings ist die Frage, ob Schweizer Anbieter teilnehmen können, derzeit noch ungeklärt.

Mit den heutigen Kraftwerkskapazitäten reichen die Importmöglichkeiten aus, um die Versorgungssicherheit in der Schweiz zu gewährleisten. Die ElCom hat jedoch auch darauf hingewiesen, dass die Sicherstellung der Versorgungssicherheit mittels Stromimporten die Schweiz abhängig von exogen

gesteuerten Risiken macht. Zudem ist nicht damit zu rechnen, dass unter den derzeit gegebenen Marktbedingungen neue Kraftwerke in der Schweiz ohne staatliche Förderung im längerfristig benötigten Umfang zugebaut werden. Die ElCom hat aufgrund dieser Ent-

wicklungen beschlossen, die Notwendigkeit der Einführung von Kapazitätsmechanismen in der Schweiz grundsätzlich zu überdenken. Dies wird vor allem im Hinblick auf die mittel- und langfristig sichere Versorgung zu angemessenen Preisen geschehen.

2.5 Systemdienstleistungen

Um eine sichere Stromversorgung zu gewährleisten, sind genügend Produktionskapazitäten für die Erzeugung elektrischer Energie und ein ausreichend dimensioniertes Übertragungs- und Verteilnetz für den Energietransport zum Endkunden notwendig. Da man elektrische Energie im Stromnetz nicht speichern kann, muss die ins Netz eingespeiste Menge an Energie zu jedem Zeitpunkt mit jener Menge übereinstimmen, die aus dem Netz entnommen wird. Trotz qualitativ hochwertiger Prognosen der Energieversorger für Produktion und Verbrauch ist eine exakte Planung nicht möglich. Deshalb müssen auch kleinere Abweichungen von den Sollwerten kontinuierlich ausgeglichen werden.

Dieser Ausgleich findet grösstenteils durch die Anpassung der Stromproduktion an den aktuellen Verbrauch statt. Für diesen ständigen Ausgleich zwischen Produktion und Verbrauch sind Kraftwerke nötig, deren Produktion sich besonders gut regeln lässt. Die von diesen Kraftwerken bereitgestellte Regelleistung wird in einem marktbasierten Verfahren beschafft. Die dafür anfallenden Kosten sind vom Endkunden über den Tarif für allgemeine Systemdienstleistungen zu tragen. Über diesen Tarif werden noch weitere für den sicheren Netzbetrieb notwendige Dienstleistungen wie Bilanzmanagement, Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit, Spannungshaltung oder der Ausgleich der Wirkverluste verrechnet. Die Regelleistung stellt jedoch den finanziell bedeutendsten Teil der Systemdienstleistungen dar.

Aufgrund der kritischen Netzsituation im Winter 2015/2016 (vgl. Tätigkeitsbericht der ElCom 2015, Kapitel 3.5) musste im Berichtsjahr mit einer Verknappung der Reserven der Speichersseen gerechnet werden. Dies hätte weiter zu einer möglichen Verknappung des Angebots an Regelleistungsprodukten führen können, da diese hauptsächlich von Speicherkraftwerken geliefert werden. Um dieser Entwicklung entgegenzuwirken, hat Swissgrid eine Risikoabwägung bezüglich der Reduktion der Regelleistungsvorhaltemengen durchgeführt. Aufgrund dieser Analyse und der drohenden Verknappung der Speicherreserven hat sich Swissgrid entschieden, die Vorhaltemengen zu senken und diese Minimalmengen vorzeitig zu beschaffen.

Im Berichtsjahr betrugen die Kosten für Regelleistung rund 169.7 Millionen Franken, wobei der Anteil für die Sekundärregelleistung mit rund 109.4 Millionen Franken am höchsten war. Abbildung 2 zeigt die Preisentwicklung der Sekundärregelleistung von 2012 bis 2016, wobei für 2016 die Preise inklusive der vorzeitigen Beschaffung (2016 inkl. vB) und für die reguläre Beschaffung der Restmenge (2016 rB) getrennt abgebildet werden. Aufgrund der kritischen Netzsituation im Winter 2015/2016 und der Ausserbetriebnahme von Kernkraftwerken in Frankreich (vgl. Kapitel 2.2) stiegen die Preise für Sekundärregelleistung zu Beginn und Ende des Berichtjahres an.

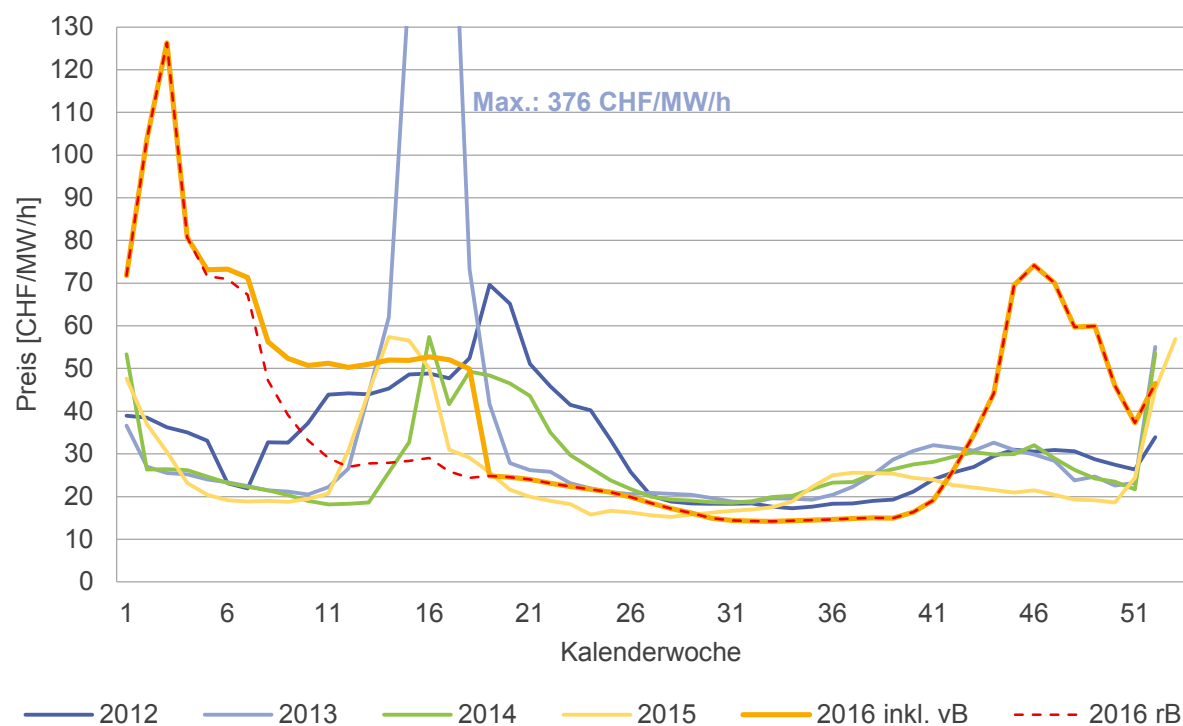


Abbildung 2: Preisentwicklung Sekundärregelleistung 2012 bis 2016 unter Berücksichtigung der vorzeitigen Beschaffung (vB) und regulären Beschaffung der Restmenge (rB)

Durch die vorzeitige Beschaffung konnte der übliche Preisanstieg im Frühjahr gemildert werden. Die Preise der ersten Beschaffungsstufe (2016 vB S1) verblieben noch auf dem hohen Preisniveau, während die Preise der vorzeitigen Beschaffung in der zweiten (2016 vB S2) und dritten (2016 vB S3) Stufe sanken

und sich dem Preis der regulären Beschaffung der Restmenge (2016 rB) annäherten (vgl. Abbildung 3). Die Preise für die reguläre Beschaffung (2016 rB) der Restmenge lagen hingegen unter dem mehrjährigen Frühjahresdurchschnitt (vgl. Abbildung 2).

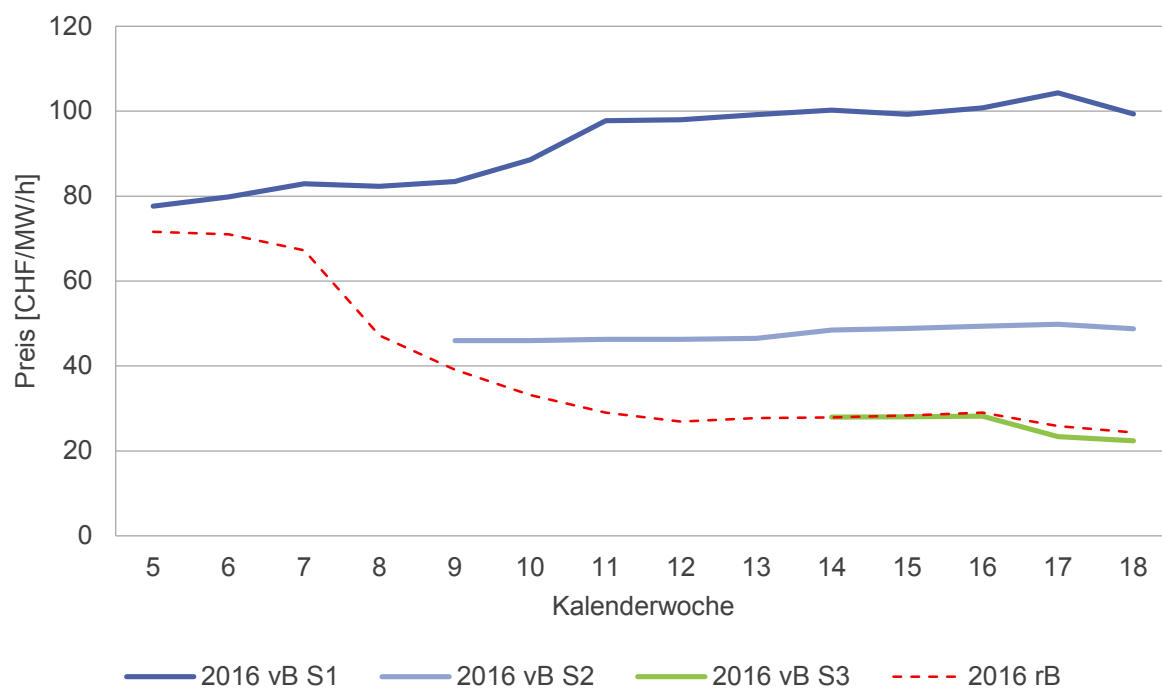


Abbildung 3: Preisentwicklung vorzeitige Beschaffung Sekundärregelleistung 2016

Ein Vergleich über mehrere Jahre lässt schliessen, dass der langjährige Preistrend für Regelleistung nach unten zeigt. Dabei spielen mehrere Faktoren mit. So haben die Kraftwerksbetreiber gezielt Anstrengungen unternommen, um das Angebot von Regelleistung zu erhöhen. Anstatt einer Steuerung über die Produktion können auf der anderen Seite auch

einzelne Grossverbraucher (Kühlhäuser, Wärmepumpen etc.) ihren Verbrauch vorübergehend reduzieren, um einen Beitrag zum Ausgleich von Produktion und Verbrauch zu leisten. Ein weiterer Ansatz liegt im Ausbau internationaler Kooperationen. Die Zusammenarbeit mit Nachbarländern eröffnet weitere Sparpotenziale bei der Regelleistungsbeschaffung.

3 Die Netze



Das Schweizer Mittelspannungsnetz (NE5) ist insgesamt knapp 34'000 km lang. Im Bild eine Mittelspannungsleitung im Berner Simmental.

3.1 Fakten und Zahlen der Schweizer Stromnetze

Die ElCom erhebt jährlich die Schweizer Stromnetze in diversen Anlageklassen. Das Mengengerüst der Anlagen des Schweizer Stromnetzes hat sich im Verlauf der vergangenen Jahre in den meisten Kategorien etwas erweitert (vgl. Tabelle 4). Erwartungsgemäss haben die Freileitungen und Masttrafostationen im Verteilnetz abgenommen, die Kabel und Trafostationen hingegen zugenommen.

Anlageklasse	2011	2012	2013	2014	2015	Einheit
Trasse Rohranlage HS (NE3), MS (NE5) und NS (NE7)	102'832	104'894	111'626	116'477	119'621	km
Kabel HS (NE3)	1'917	1'980	1'976	2'031	1'911	km
Kabel MS (NE5)	31'370	32'174	32'833	33'544	33'870	km
Kabel NS (NE7)	72'491	73'382	75'127	76'311	77'590	km
Kabel Hausanschlüsse NS (NE7)	46'454	47'957	50'972	52'569	53'931	km
Freileitung und Kabel HHS (NE1)	6'750	6'750	6'750	6'750	6'750	Strang-km
Freileitung HS (NE3)	6'935	6'918	7'059	7'158	6'904	Strang-km
Freileitung MS (NE5)	11'888	11'570	11'151	10'914	10'590	Strang-km
Freileitung NS (NE7)	11'117	10'835	10'227	9'719	10'653	Strang-km

Anlageklasse	2011	2012	2013	2014	2015	Einheit
Unterwerk NE2, NE3, NE4, NE5	1'192	1'144	1'097	1'314	963	Anzahl
Transformator NE2	158	154	155	152	146	Anzahl
Schaltfeld NE2 ¹	164	185	163	177	165	Anzahl
Transformator NE3 ²	96	97	82	81	78	Anzahl
Schaltfeld NE3 ¹	2'268	2'577	2'449	2'545	2'606	Anzahl
Transformator NE4	1'140	1'147	1'144	1'145	1'143	Anzahl
Schaltfeld NE4 ¹	1'781	1'906	1'952	2'110	2'078	Anzahl
Transformator NE5 ²	758	585	536	454	327	Anzahl
Schaltfeld NE5 ¹	27'811	27'366	29'468	26'727	28'226	Anzahl
Trafostation NE6	49'190	51'100	51'862	52'425	53'405	Anzahl
Masttrafostation NE6	6'150	5'716	5'831	5'685	5'748	Anzahl
Kabelverteilkabinen NS (NE7)	158'937	156'839	170'285	171'712	174'897	Anzahl
Anzahl Netzbetreiber	683	679	671	659	650	

1) Schaltfelder umfassen das ober- und unterseitige Schaltfeld der jeweiligen Netzebene; eine Ausnahme bildet die Netzebene 2, bei der das oberseitige Schaltfeld gemäss Artikel 2 Absatz 2 StromVV zur Netzebene 1 gezählt wird.

2) Transformatoren auf den Netzebenen 3 und 5 betreffen jeweils unterschiedliche Spannungsreihen innerhalb der Netzebene (z. B. auf NE 3 110 und 50 kV).

Tabelle 4: Anlagen des Schweizer Stromnetzes

Der Restwert der Anlagen im Verteilnetz hat sich auf über 18 Milliarden Franken erhöht. Die Erlöse für die Nutzung des Verteilnetzes (ohne Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen oder die Abgabe für die kostendeckende Einspeisevergütung) belaufen sich auf 3.4 Milliarden Franken im Jahr 2015. Diese Zahl berücksichtigt nur die Einnahmen von Endverbrauchern (und nicht jene von Wiederverkäufern), um Doppelzahlungen zu vermeiden.

Die folgenden zwei Abbildungen zeigen, wie sich das Eigentum und die Erlöse aus der Netznutzung nach der Grösse der Unternehmen aufteilen. In den beiden Abbildungen sind die 100 grössten Netzbetreiber in Zehnergruppen unterteilt, die übrigen 550 Netz-

betreiber zu einer weiteren Gruppe zusammengefasst. Die grössten zehn Netzbetreiber (dunkelblau) besitzen demnach gemeinsam gut 40 Prozent, die grössten 50 Netzbetreiber (dunkelblau, hellblau, grün, gelb und orange) insgesamt drei Viertel und die nächstgrössten 50 Netzbetreiber zusammen knapp zehn Prozent des Werts aller deklarierten Anlagen (Abbildung 4). Die restlichen 550 Netzbetreiber (Rest) verfügen lediglich über rund einen Sechstel der Anlagewerte im Verteilnetz.

Die aus der Nutzung des Verteilnetzes resultierenden Erträge, sogenannte Netznutzungsentgelte (Abbildung 5), sind ähnlich verteilt wie die Eigentumsanteile. Beide Verteilungen blieben im Beobachtungszeitraum stabil.

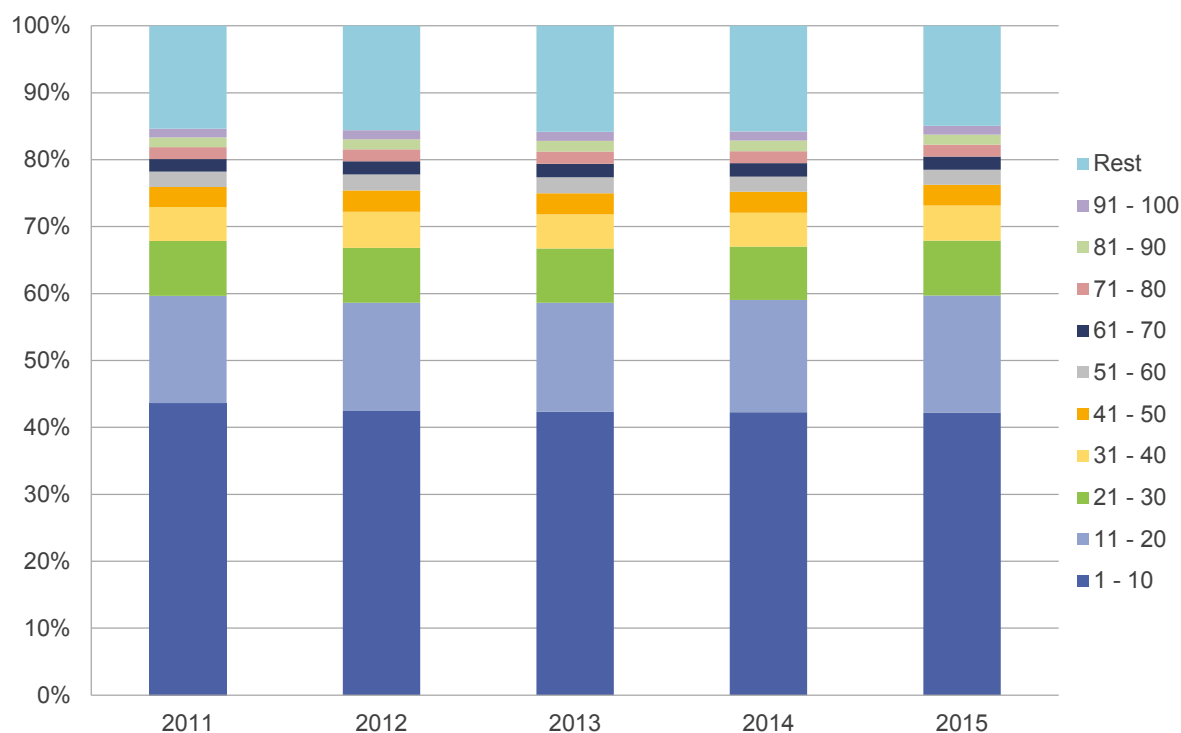


Abbildung 4: Prozentualer Eigentumsanteil am Verteilnetz nach Unternehmensgröße

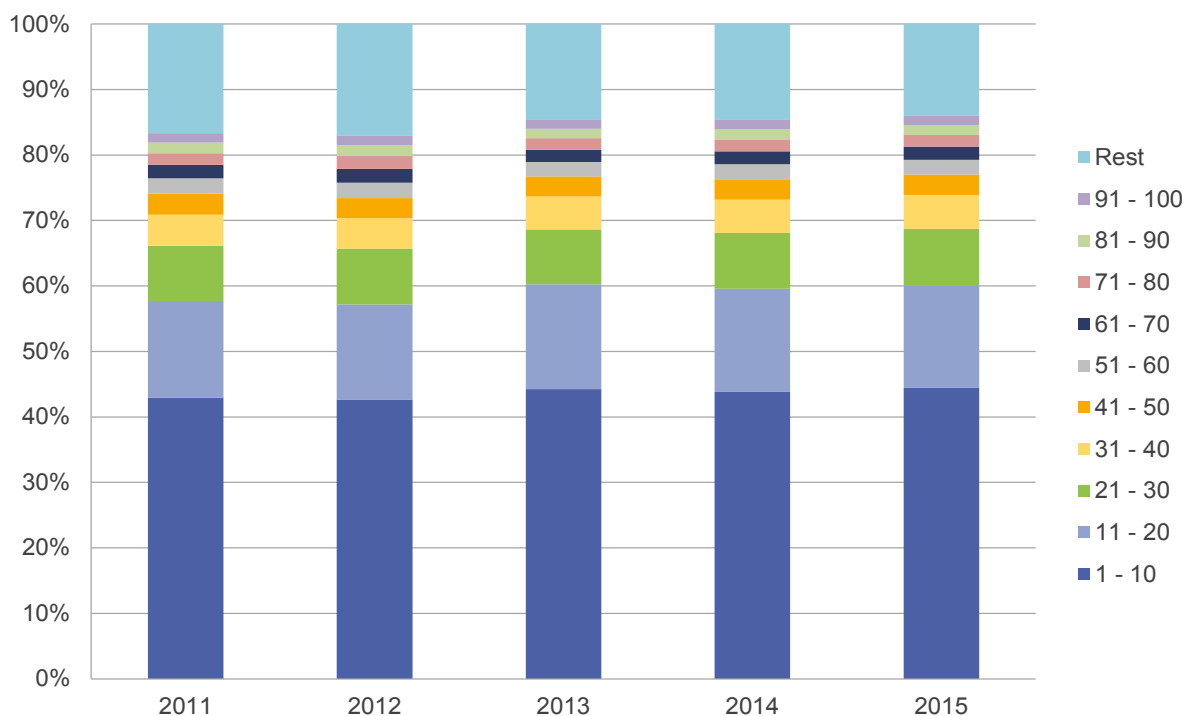


Abbildung 5: Prozentualer Anteil der Netznutzungserlöse des Verteilnetzes nach Unternehmensgröße

Abbildung 6 zeigt die Zusammensetzung der Netzkosten (inkl. Steuern, Abgaben und Leistungen), welche im Jahr 2015 insgesamt einen Wert von 4.55 Milliarden Franken bildeten. Mit insgesamt 3.5 Milliarden Franken resp. knapp 80 Prozent machen die Betriebs- und Kapitalkosten den Hauptanteil aus. Vergleicht man diese Kosten von 3.5 Milliarden Franken mit den oben erwähnten Netznutzungsentgelten von 3.4 Milliarden Franken, resultiert

daraus eine Unterdeckung von rund 100 Millionen Franken. Der Rest der Netzkosten besteht aus direkten Steuern sowie aus Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen (inkl. Abgabe für die Kostendeckende Einspeisevergütung KEV und zum Schutz der Gewässer und Fische). Die KEV wurde 2015 gegenüber dem Vorjahr von 0.6 Rp./kWh auf 1.1 Rp./kWh angehoben, was im Wesentlichen den steigenden Anteil der Abgaben und Leistungen erklärt.

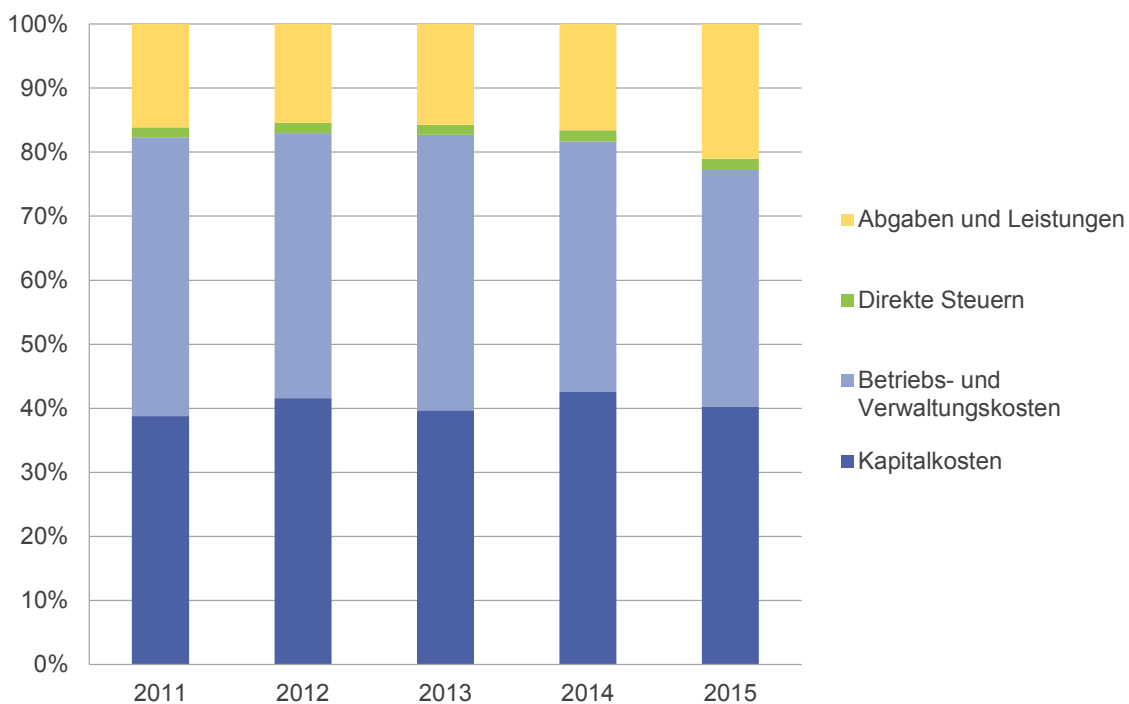


Abbildung 6: Zusammensetzung der Netzkosten

3.2 Netzausbau und Netzplanung

3.2.1 Mehrjahresplanung Übertragungsnetz

Auf Bundesebene stehen in den kommenden Jahren diverse Entscheidungen in Sachplan- und Plangenehmigungsverfahren an. Dabei sind unter anderem Kriterien nach dem StromVG zu berücksichtigen. Auch die ElCom ist in diese Verfahren einbezogen und für ihre Beurteilung auf objektive und transparente Planungsgrundlagen angewiesen.

Anfang 2015 hat Swissgrid den Bericht zum strategischen Netz 2025 fertiggestellt und im April 2015 der Öffentlichkeit präsentiert. Mit dem Bericht besteht eine gesamtschweizerisch abgestimmte Planung des Übertragungsnetzes. Diese erfüllt grundsätzlich die Anforderungen des StromVG (Art. 8 Abs. 2, Art. 20 Abs. 2 Bst. a).

Aus Sicht der ElCom bildet der Bericht zum strategischen Netz 2025 einen wesentlichen Meilenstein für die gesamtschweizerische Planung des Übertragungsnetzes. Der Bericht kann auch dazu beitragen, die grenzüberschreitende Koordination bei der Nutzung und Finanzierung des Netzes zu verbessern. Die Grössenordnungen der Investitionen in die Erweiterungen und den Erhalt des Netzes erscheinen plausibel. Die Werthaltigkeit des Übertragungsnetzes kann aufgrund dieser Planung gewährleistet werden. Die Transparenz insbesondere bei der grenzüberschreitenden Finanzierung von Infrastruktur und der Verwendung der Auktionserlöse ist jedoch zu erhöhen. Deshalb ist die nächste technische Mehrjahresplanung nach Auffassung der ElCom auch in Verbindung mit der finanziellen Mehrjahresplanung zu beurteilen.

Grundsätzlich trägt der Bericht zum strategischen Netz 2025 dem Kriterium der Ausgewogenheit der Investitionen Rechnung (Art. 22 Abs. 3 StromVG). Die Unschärfe der «Leistungsfähigkeit» dürfte allerdings deutlich grösser sein, als dies die umfangreichen, exakten Berechnungen beim ausgewiesenen Nettonutzen suggerieren. Für die weitere Diskussion im Rahmen der Mehrjahresplanung und die Bewertung von Varianten bei Sachplan- und Plangenehmigungsverfahren sind die Unsicherheiten durch Sensitivitätsrechnungen zu quantifizieren. Dies erhöht die Aussagekraft der Kosten-Nutzenanalyse. Im Hinblick auf die grenzüberschreitende Finanzierung (CBCA) ist die Methodendiskussion zwischen Swissgrid und der ElCom sowie in allen dafür zuständigen Gremien zu vertiefen.

Gestützt auf den Bericht von Swissgrid kann das schwer messbare Effizienzkriterium nun anhand einer möglichst objektivierten Methode und anhand von transparenten Annahmen beurteilt werden. Dies ist zu begrüßen. Allerdings widerspiegeln sich die Unschärfen bei der Bewertung des «Nutzens» auch beim Kriterium der Effizienz. Deshalb sind auch hier die gleichen Sensitivitätsüberlegungen wie in Bezug auf die Unsicherheiten beim Nutzen vorzunehmen.

3.2.2 Mehrjahresplanung Verteilnetz

Gemäss Artikel 8 Absatz 2 des StromVG haben Netzbetreiber zur Gewährleistung eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes eine Mehrjahresplanung zu erstellen. Diese Pflicht gilt für Netze mit einer Spannung von 36 kV und mehr. Davon sind bei einer strikten Anwendung des StromVG 50 Netzbetreiber betroffen.

In der Vergangenheit verfolgte die ElCom den Ansatz, die Systematik der Mehrjahresplanung zuerst auf Ebene Übertragungsnetz zu bereinigen und erst gestützt darauf einen möglichen «Rollout» auf das Verteilnetz mit einer Spannung von 36 kV und mehr anzugehen. Die ElCom hat dabei einzelne aus Sicht des Regulators relevante Punkte aus der Mehrjahresplanung mit den Betreibern des Verteilnetzes besprochen, insbesondere bei Unsicherheiten bezüglich der Anrechenbarkeit von Kosten für unterschiedliche Ausbauvarianten (z. B. Annahmen beim Zubau von erneuerbarer Energieproduktion, die relevant für Investitionen und deren Anrechenbarkeit waren).

Die ElCom führte im Herbst 2015 bei den Verteilnetzbetreibern der Netzebene 3 eine Umfrage zur Mehrjahresplanung durch. Die Umfrage zeigte, dass sich die meisten Netzbetreiber bei der Erstellung ihrer Mehrjahresplanung an den heutigen und allenfalls zukünftigen gesetzlichen Vorgaben orientieren. Daher sieht die ElCom bezüglich der grundsätzlichen Vorgehensweise bei der Erstellung der Mehrjahresplanung zurzeit keinen Handlungsbedarf. Die ElCom wird das Thema jedoch nochmals aufnehmen, sobald die rechtlichen Rahmenbedingungen hinsichtlich «intelligenter Stromversorgungsnetze» klarer definiert sind.

Vorderhand empfiehlt die ElCom den Netzbetreibern, das Branchendokument «Mehrhjahrespläne für Netze NE2 und NE3» des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE als vorläufiges Raster anzuwenden und sich bei Unsicherheiten bezüglich der Anrechenbarkeit von Kosten unterschiedlicher Ausbauvarianten mit dem Fachsekretariat der ElCom zur Vorabklärung in Verbindung zu setzen.

3.2.3 Beteiligung an Sachplan- und Plangenehmigungsverfahren

Die Beteiligung der ElCom bei Sachplan- und Plangenehmigungsverfahren von Netzausbauprojekten ist grundsätzlich in der Verordnung über das Plangenehmigungsverfahren für elektrische Anlagen geregelt. Darüber hinaus soll zwischen ElCom, Bundesamt für Energie (BFE) und Starkstrominspektorat (ESTI) eine Zusammenarbeitvereinbarung abgeschlossen werden, um die Koordination im Rahmen der Verfahren zu verbessern. Bei der Beurteilung der Ausbauvorhaben achtet die ElCom insbesondere darauf, dass die Wirtschaftlichkeit der eingereichten Projekte berücksichtigt wird.

Im Jahr 2016 hat die ElCom, im Rahmen ihrer gesetzlichen Aufgaben, auf Stufe Übertragungsnetz zu zwei wichtigen Projekten Stellung genommen: zum Anschluss des Kraftwerks Nant de Drance sowie zur Leitungsverstärkung Bassecourt-Mühleberg. Auf Stufe Verteilnetz gab die ElCom in erster Linie mehrere Stellungnahmen zu Projekten mit Spannungserhöhungen ab.

3.3 Investitionen in Netzinfrastruktur

3.3.1 Investitionen ins Übertragungsnetz

Innerhalb des Realisierungszeitraums 2016 haben sich die geplanten Investitionen von 177 Millionen Franken um 28 Millionen auf 149 Millionen Franken verringert. Dies ist im Wesentlichen auf Verzögerungen bei öffentli-

chen Ausschreibungen, in den Bewilligungsverfahren sowie aufgrund der beauftragten Planer zurückzuführen. Ein weiterer Grund sind Optimierungen in der Realisierung, vor allem bei Projekten in den Unterwerken.

3.3.2 Investitionen ins Verteilnetz

Im Rahmen ihrer Überwachungsaufgaben beobachtet die ElCom, ob genügend Investitionen getätigt werden, damit das Stromnetz in gutem Zustand bleibt. Für die Jahre 2011 bis 2015 weisen die Verteilnetzbetreiber Investitionen von jährlich rund 1.4 Milliarden Franken und Abschreibungen zwischen 0.8 und 0.9

Milliarden Franken aus (vgl. Abbildung 7). Da die Versorgungsqualität im internationalen Vergleich gut ist (vgl. Abschnitt 2.3) und die Investitionen die Abschreibungen deutlich übersteigen, erachtet die ElCom die Investitionen ins Verteilnetz als genügend.

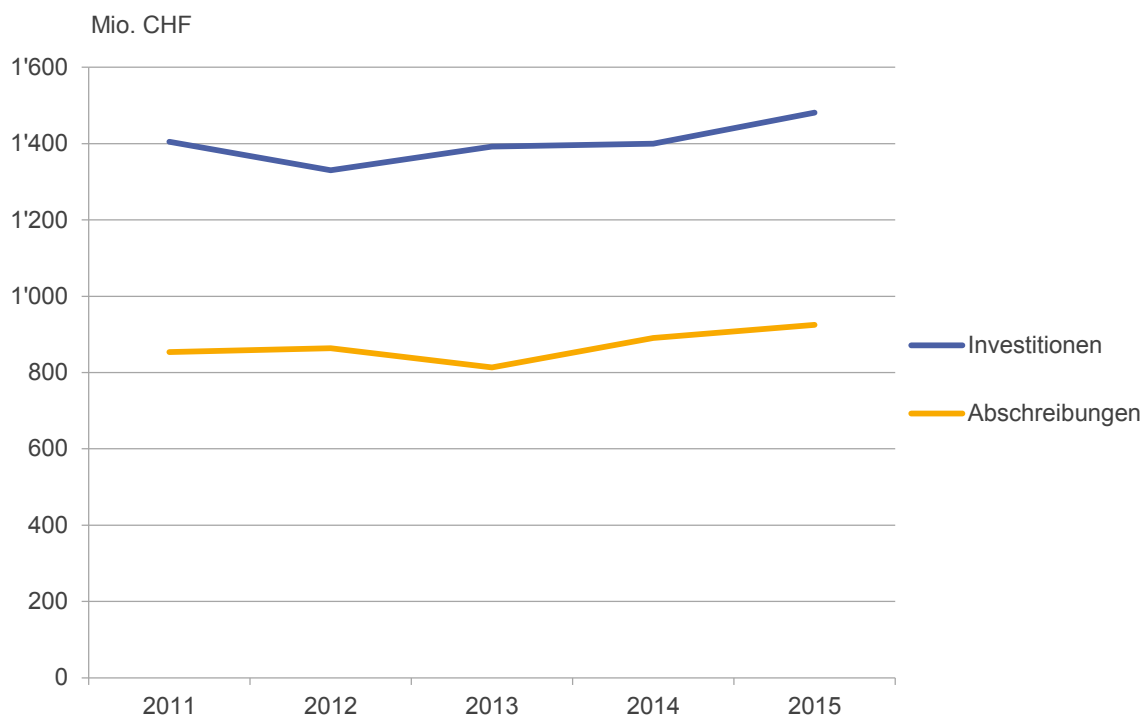


Abbildung 7: Entwicklung der Investitionen und Abschreibungen im Verteilnetz

3.4 Netzverstärkungen

Netzverstärkungen können unter anderem notwendig werden, um Stromproduzenten von neuer erneuerbarer Energie an das Verteilnetz anzuschliessen. Die Kosten werden von Swissgrid vergütet, indem sie in den Tarif für Systemdienstleistungen (SDL-Tarif) einkalkuliert werden. Die Vergütung bedarf deshalb einer Bewilligung der ElCom. Die ElCom stützt ihre Tätigkeit auf eine Weisung, die den Netzbetreibern als Leitfaden für das Ein-

reichen von Gesuchen dient. Die Weisung legt zugleich die Grundsätze für die Beurteilung der Gesuche fest.

Die ElCom beurteilte im Berichtsjahr 155 Gesuche für die Vergütung von Kosten für Netzverstärkungen. In den vergangenen sechs Jahren hat die ElCom insgesamt 532 derartige Verfügungen erlassen (vgl. Abbildung 8).

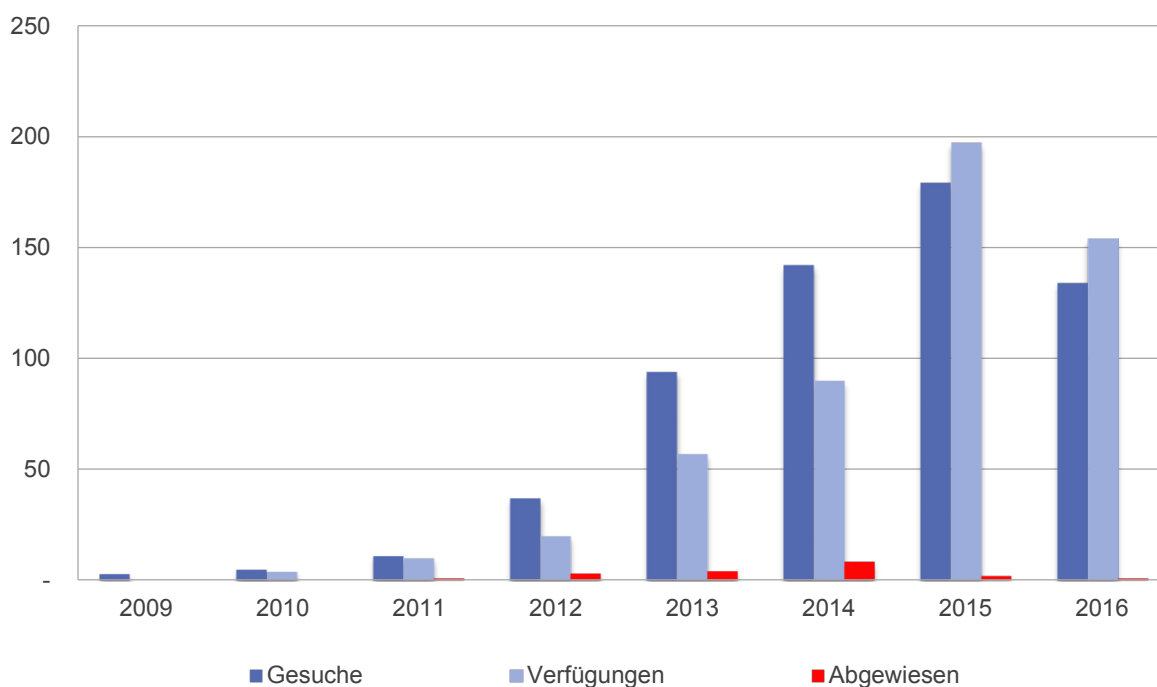


Abbildung 8: Entwicklung der Anzahl an Verfügungen für Netzverstärkungen

Die Summe der Kosten für Netzverstärkungen erreichte Ende 2016 rund 57.29 Millionen Franken, die Kraftwerksleistung betrug insge-

samt 228.6 MW. Tabelle 5 gibt einen Überblick über die wesentlichen Kennzahlen zu den Netzverstärkungen der Jahre 2009 bis 2016.

	Total	PV	Wind	Übrige ¹
Anzahl Verfügungen	532	506	3	23
Minimalwert Generatorleistung [kW] ²	9	9	3'000	22
Maximalwert Generatorleistung [kW] ²	74'000	2'038	16'000	74'000
Summe Generatorleistung [kW]	228'647	80'832	23'000	124'816
Durchschnittliche Generatorleistung [kW]	436	162	7'667	5'427
Minimalwert Kosten [CHF] ²	3'500	3'500	1'805'003	19'311
Maximalwert Kosten [CHF] ²	9'262'389	619'657	9'262'389	2'117'200
Summe Kosten [CHF]	57'287'702	37'402'842	13'523'872	6'360'989
Durchschnittliche Kosten [CHF] ³	109'328	75'106	4'507'957	276'565
Minimalwert relative Kosten [CHF/kW] ⁴	3	3	451	3
Maximalwert relative Kosten [CHF/kW] ⁴	7'418	7'418	819	3'498
Durchschnittliche relative Kosten [CHF/kW] ⁴	251	463	588	51

1) z. B. Biomasse, Kleinwasserkraftwerke und Gesuche mit unterschiedlichen Anlagentypen

2) Pro Gesuch / Verfügung

3) Entspricht dem Mittelwert der bewilligten Netzverstärkungsbeträgen pro Verfügung

4) Die relativen Kosten entsprechen dem Quotienten aus Kosten und installierter Leistung

Tabelle 5: Statistik der Verfügungen 2009–2016 betreffend Netzverstärkung

3.5 Nationale Netzgesellschaft

Nach Artikel 33 Absatz 4 StromVG haben die ehemaligen Eigentümer des Übertragungsnetzes das Übertragungsnetz auf gesamtschweizerischer Ebene bis Ende 2012 an die nationale Netzgesellschaft Swissgrid zu überführen. Neben weiteren Aktionären kündigte im Jahr 2014 auch die Alpiq Gruppe öffentlich an, sich von ihrer Beteiligung an der Swissgrid AG zu trennen und den Verkaufsprozess zu lancieren. Im Rahmen der Umsetzung dieser Verkaufsabsichten schloss Alpiq am 28. Mai 2015 einen Aktienkaufvertrag mit der Société d'Investissement de Suisse occidentale SA (SIRESO) ab, wobei im Nachgang die BKW Netzbeteiligung AG ge-

genüber der Alpiq ein Vorkaufsrecht an den bisher durch die Alpiq gehaltenen Aktien der Swissgrid AG geltend machte. Die SIRESO gelangte daraufhin am 8. September 2015 an die ElCom. Mit einer Zwischenverfügung vom 15. Oktober 2015 wies die ElCom die Begehren der SIRESO betreffend den Erlass von vorsorglichen Massnahmen ab. Gegen diesen Entscheid erhob SIRESO Beschwerde beim Bundesverwaltungsgericht (BVGer).

Mit Urteil A-7429/2015 vom 23. Mai 2016 hat das BVGer die Beschwerde der SIRESO betreffend Erlass vorsorglicher Massnahmen gutgeheissen. Die ElCom wurde damit be-

auftrag, die Voraussetzungen für die Anordnung einer vorsorglichen Massnahme im Sinne der Erwägungen nochmalig zu prüfen. Im August 2016 wurde die ElCom von den Parteien dahingehend informiert, dass diese eine einvernehmliche Lösung gefunden hätten. Die SIRESO hat daraufhin ihr Gesuch um Beurteilung vom 8. September 2015 zurückgezogen. Die ElCom hat das Verfahren mit Schreiben vom 20. Oktober 2016 als gegenstandslos abgeschlossen.

Die ehemaligen Übertragungsnetzeigentümer mussten das Übertragungsnetz auf gesamtschweizerischer Ebene an die nationale Netzgesellschaft Swissgrid überführen. Offen war bisher die Bewertungsmethode und damit verbunden der massgebende Wert, zu dem Swissgrid die ehemaligen Eigentümer entschädigen muss. 2012 hat die ElCom diese Frage auf Antrag geprüft und den regulierten Wert als massgebend befunden. Gegen diese Verfügung erhoben mehrere Parteien Beschwerde. Das BVGer hat diese Beschwerden gutgeheissen. Es stellte fest, dass der regulierte Wert keine volle Entschädigung darstelle und legte mögliche Bewertungsgrundsätze dar, wie eine volle Entschädigung berechnet werden könnte. Im Sinne des genannten Subsidiaritätsprinzips forderte die ElCom in der Folge die Parteien zu Verhandlungen über die Netzbewertung auf.

Im Berichtsjahr einigten sich die Parteien über die Bewertungsmethode für die Entschädigung des Übertragungsnetzes und

reichten im September 2016 einen unterzeichneten Bewertungsvertrag ein. Die ElCom hat den Vertrag geprüft und festgestellt, dass die vertragliche Vereinbarung mit den gesetzlichen Grundlagen und dem relevanten Bundesverwaltungsgerichtsurteil von 2013 übereinstimmt. Die im Vertrag verwendete Bewertungsmethode stellt sowohl auf den Anschaffungszeitwert – den regulierten Wert – als auch den Wiederbeschaffungszeitwert ab. Der Anschaffungszeitwert wird einfach, der Wiederbeschaffungszeitwert doppelt gewichtet. Diese Bewertungsmethode führt bei Swissgrid zu erhöhten Kosten: Die volle Entschädigung beläuft sich auf knapp drei Milliarden Franken und übersteigt damit den regulierten Wert des Übertragungsnetzes um rund 400 Millionen Franken. Swissgrid kann diese Kosten einmalig in ihre Tarife einrechnen. Um Tarifsprünge zu vermeiden, werden die Auktionserlöse aus den Jahren 2013–2016 eingesetzt.

Anfang 2016 erfolgte schliesslich wie in den Vorjahren die Überführung weiterer Teile des Übertragungsnetzes auf die Swissgrid AG. Die ElCom hat für diese Anlageteile im Berichtsjahr fünf Verfügungen erlassen, welche den provisorischen regulatorischen Anlagewert festlegten. Dieser Wert dient als Grundlage für die provisorische Entschädigung der überführten Anlageteile.

3.6 Verfügungen und Entscheide zu den Netzen

Im Rahmen streitiger Verfahren hat sich die ElCom auch in diesem Berichtsjahr mit Fragen zu Netzanschlüssen befasst.

Im Zusammenhang mit der Zuordnung der Netzebenen hat die ElCom in einer Verfügung festgehalten, dass die Netzbetreiber innerhalb ihres Netzes grundsätzlich selbst die Bedingungen bestimmen, die für den Anschluss von Endverbrauchern und Erzeugungsanlagen an die einzelnen Netzebenen gelten. Die Bedingungen dürfen nicht diskriminierend sein und müssen sich am Ziel einer sowohl technisch als auch volkswirtschaftlich effizienten Lösung orientieren. Die ElCom hat weiter festgehalten, dass der Netzanschlusspunkt und der Einspeisepunkt einer Energieerzeugungsanlage denselben Punkt im Netz bezeichnen. Mit der Festlegung des technisch und wirtschaftlich günstigsten Netzanschlusspunktes definiert der Netzbetreiber, auf welcher Netzebene die Anbindung des Netzanschlussnehmers an sein Netz erfolgt. Die Grenzstelle (Grenze der Verantwortung zwischen den privaten elektrischen Installationen und dem Verteilnetz) ist anschliessend auf dieser Netzebene festzulegen. Die Zuordnung zu einer Netzebene ergibt sich somit nicht aus der Grenzstelle, sondern umgekehrt.

Im Rahmen einer vorsorglichen Massnahme hat die ElCom im Weiteren verfügt, dass eine Verteilnetzbetreiberin die Überschussenergie aus einer Photovoltaikanlage mit Eigenverbrauch von weniger als 10 kW ohne zusätzlichen Produktionszähler abnehmen muss. Sie stellte gleichzeitig klar, dass netzseitig ein bidirektionaler Gesamtverbrauchszähler montiert sein muss.

Weiter hat das BVGer eine Verfügung der ElCom betreffend Spannungsumstellung an einem bestehenden Netzanschluss weitgehend bestätigt. Die ElCom war zum Ergebnis gelangt, dass in einem Mittelspannungsnetz, welches in der Vergangenheit von 12 auf 20 kV umgestellt worden war, kein Anspruch des letzten mit 12 kV angeschlossenen Netzanschlussnehmers auf Fortbestand des alten Netzanschlusses (mit 12 statt 20 kV) bestehe. Die diskriminierungsfreie Anwendung der Richtlinien des Netzbetreibers für den Netzanschluss gebiete es vielmehr, dass auch dieser Netzanschlussnehmer mit 20 kV beliefert werde. Das BVGer hat die Verfügung der ElCom inhaltlich als rechtmässig beurteilt, die Sache aber zur Neufestsetzung einer Umsetzungsfrist an die ElCom zurückgewiesen. Der betroffene Netzanschlussnehmer hat das Urteil an das Bundesgericht weitergezogen.

4 Der Schweizer Strommarkt



Der sogenannte Stern von Laufenburg gilt als Basis für ein internationales Verbundnetz: Bereits 1958 wurden hier die Stromnetze Deutschlands, Frankreichs und der Schweiz zusammengeschaltet.

4.1 Struktur der Schweizer Netzbetreiber

In der Schweiz ist die Anzahl Verteilnetzbetreiber zwischen 2011 und 2015 um rund fünf Prozent auf 650 gesunken. Dieser Rückgang ist in erster Linie auf verschiedene Gemeindefusionen zurückzuführen, bei denen auch die jeweiligen Netzbetreiber zusammengelegt wurden. Tatsächlich sank die Anzahl Gemeinden im selben Zeitraum von 2'551 auf 2'324 (Quelle: Bundesamt für Statistik). Diese Entwicklung geht einher mit einer zunehmenden

Anzahl von Endverbrauchern pro Verteilnetzbetreiber. Wie Abbildung 9 zeigt, bleibt der typische Netzbetreiber verhältnismässig klein; er versorgt im Mittel etwa 1'440 Endverbraucher. Nur 77 Verteilnetzbetreiber – einer von neun – versorgen mehr als 10'000 Endverbraucher, elf davon versorgen mehr als 100'000 Endverbraucher. Insgesamt versorgen die Schweizer Netzbetreiber zusammen über fünf Millionen Kunden mit Elektrizität.

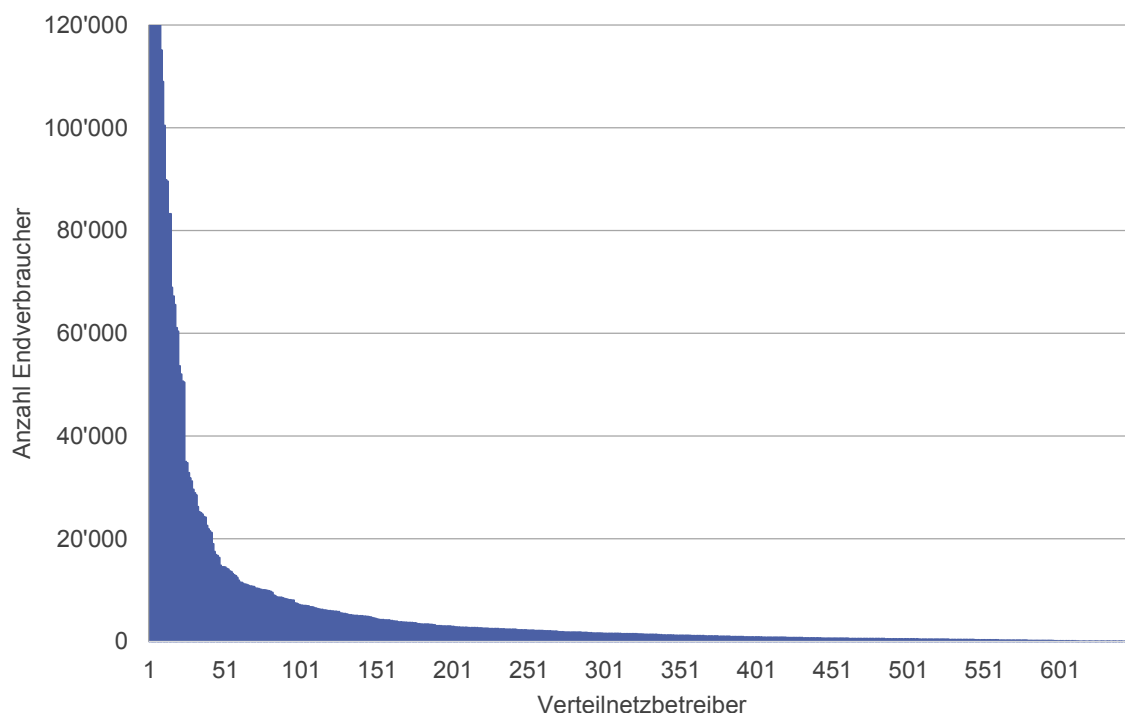


Abbildung 9: Anzahl Endkunden pro Verteilnetzbetreiber. Zugunsten der Lesbarkeit ist die vertikale Skala bei 120'000 Endverbrauchern abgeschnitten – das betrifft acht Verteilnetzbetreiber.

4.2 Marktzugang und Wechselrate

In der ersten Stufe der Öffnung des Schweizer Strommarkts können nur Grossverbraucher mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100 MWh vom Recht auf freien Marktzugang Gebrauch machen. Sie können jedes Jahr bis Ende Oktober entscheiden, ob sie ihren Anbieter fürs folgende Jahr wechseln oder gegebenenfalls in der Grundversorgung bleiben wollen. Einmal auf dem freien Markt kann ein Verbraucher nicht mehr in die Grundversorgung zurückkehren.

Um die Anzahl Endverbraucher im freien Markt feststellen zu können, führt die ElCom eine Erhebung bei den 80 grössten Verteilnetzbetreibern durch. Diese decken fast 75 Prozent des

Endverbrauchs in der Schweiz ab. Ohne öffentlichen Verkehr beläuft sich der Stromverbrauch in der Schweiz auf rund 53.6 TWh pro Jahr (Mittel der Jahre 2006–2015, Quelle: BFE). In der verwendeten Stichprobe, auf welcher die Abbildung 10 basiert, verfügen etwa 31'000 Endverbraucher über das Recht auf freien Marktzugang (etwas weniger als 1 Prozent der betrachteten Endverbraucher). Diese Gruppe von Grosskonsumenten verbraucht insgesamt Strom im Umfang von 21 TWh.

Abbildung 10 zeigt den Anteil der Grossverbraucher, die ihren Anspruch auf freien Marktzugang ausgeübt haben. Das Recht, den Stromlieferanten selbst zu wählen, wurde

in den ersten Jahren nach der Marktöffnung noch wenig genutzt: Bis Ende 2011 hatten nur sieben Prozent davon Gebrauch gemacht (orange Kurve). Diese Zahl ist im Verlauf der folgenden Jahre kräftig angestiegen. Zuletzt hatten rund zwei Drittel der in Frage kommenden Endverbraucher den freien Markt gewählt, in dem die Preise günstiger geworden

sind als diejenigen in der Grundversorgung. Der Anteil ist sogar noch höher (knapp 80 Prozent), wenn die zugrundeliegenden Energiemengen berücksichtigt werden (blaue Kurve). Dies deutet darauf hin, dass die Verbraucher, die nicht von ihrem Recht Gebrauch machen, vergleichsweise klein sind.

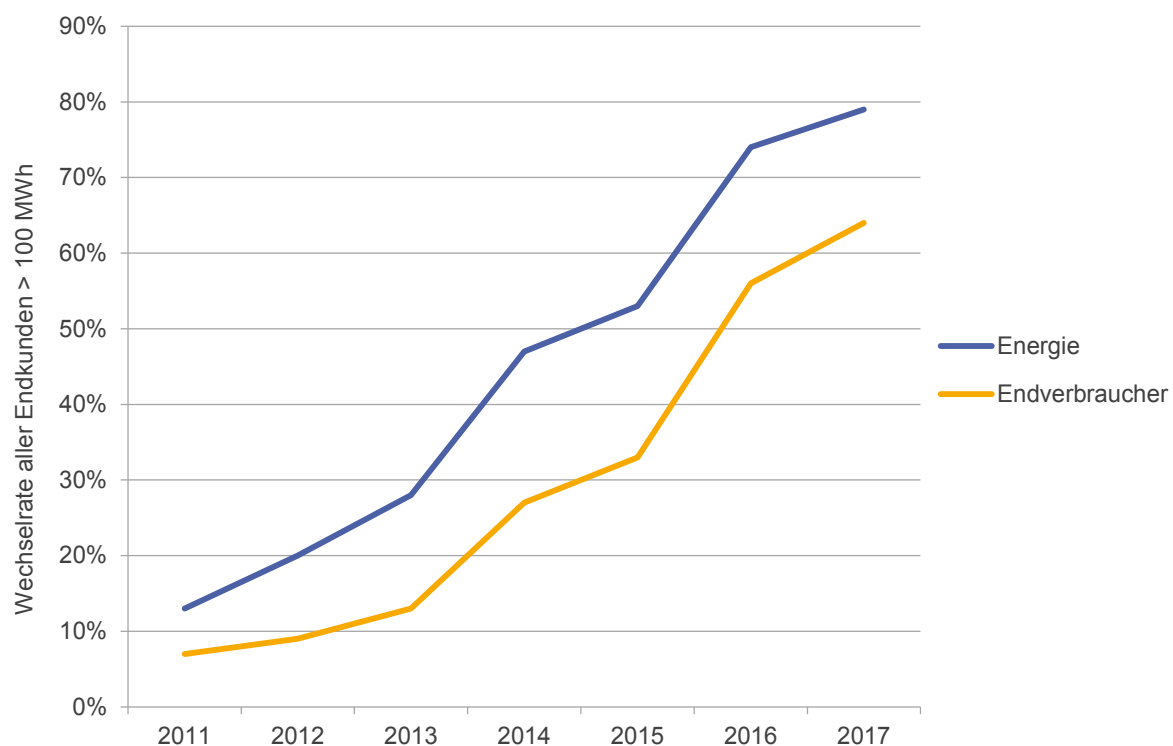


Abbildung 10: Übertritt in den freien Markt

Die folgende Abbildung 11 zeigt die Verteilung der abgesetzten Energiemengen in Abhängigkeit von der Netzbetreibergrösse. Die grössten zehn Netzbetreiber (dunkelblau) liefern insgesamt gut 40 Prozent der Strommenge, die im Verteilnetz an die Endverbraucher abgesetzt wird. Erweitert man die Menge auf

die grössten 50 Netzbetreiber (dunkelblau, hellblau, grün, gelb und orange), steigt der Anteil auf gut 70 Prozent der Energie. Die nächstgrössten 50 Netzbetreiber liefern zusammen einen Zehntel, die restlichen Netzbetreiber einen Sechstel der von den Endverbrauchern insgesamt konsumierten Elektrizität.

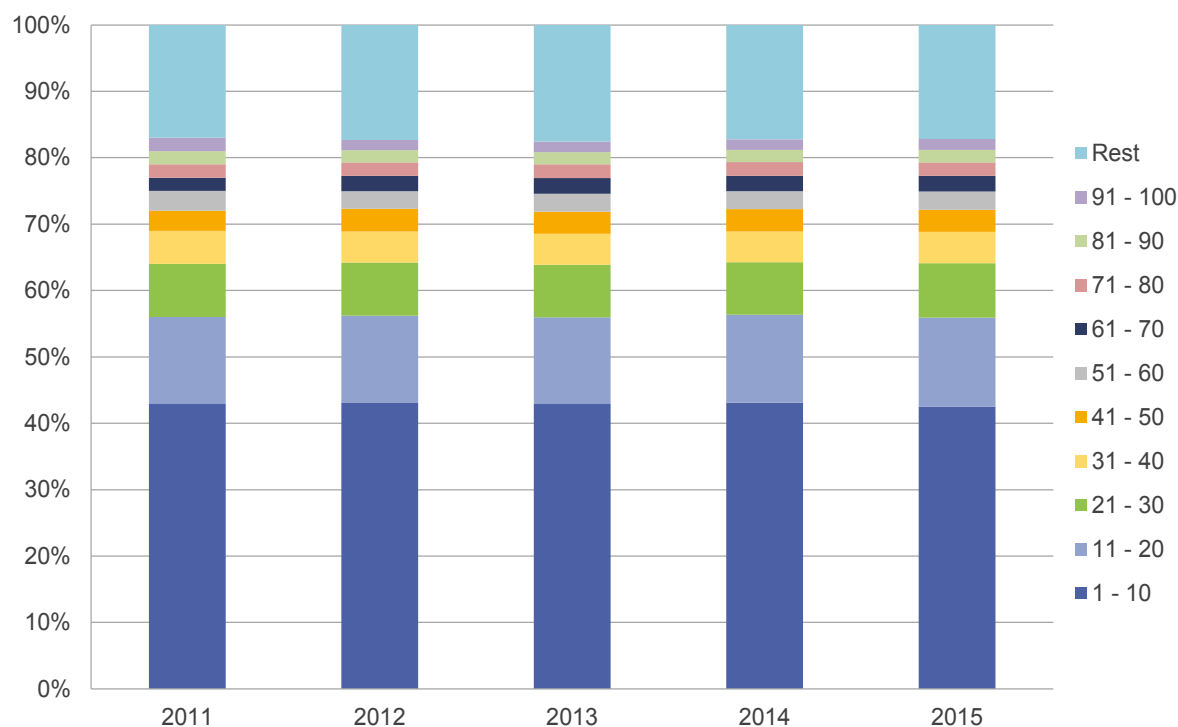


Abbildung 11: Prozentualer Anteil der Energielieferungen im Verteilnetz nach Unternehmensgrösse

4.3 Tarife Übertragungsnetz

In den Jahren 2013 bis 2017 waren die Tarife im Übertragungsnetz für die Netznutzung und die allgemeinen Systemdienstleistungen (SDL) erheblichen Schwankungen unterworfen (vgl. Tabelle 6).

Grund dafür waren diverse Gerichtsentscheide und die sich daraus ergebenden Zahlungen an die Eigentümer des Übertragungsnetzes und an die Kraftwerke.

	2013	2014	2015	2016	2017
Netznutzung					
Arbeitstarif [Rp./kWh]	0.16	0.19	0.22	0.25	0.25
Leistungstarif [CHF/MW]	24'600	30'900	36'100	41'000	41'000
Fixer Grundtarif pro Ausspeisepunkt	235'400	285'500	336'300	387'700	387'700
Allgemeiner SDL-Tarif [Rp./kWh]					
	0.31	0.64	0.54	0.45	0.40

Tabelle 6: Entwicklung der Tarife des Übertragungsnetzes für die Netznutzung und die allgemeinen Systemdienstleistungen (SDL) für Verteilnetzbetreiber und Endverbraucher (Quelle: Swissgrid AG)

Die Tarife für die Netznutzung und Systemdienstleistungen des Übertragungsnetzes in Rp./kWh zusammengefasst, ergeben fürs Jahr 2017 einen Wert von 1.23 Rp./kWh. Ein Endverbraucher der Kategorie H4 (entspricht einer 5-Zimmer Wohnung mit Elektroherd und Tumbler aber ohne Elektroboiler mit ei-

nem Jahresverbrauch von 4500 kWh) bezahlt im Jahr 2017 im Durchschnitt 9.86 Rp./kWh für die Netznutzung (vgl. folgenden Abschnitt, Abbildung 12). Damit entspricht der Anteil des Übertragungsnetzes an den gesamten Netzkosten wie bereits in den Vorjahren knapp 13 Prozent.

4.4 Tarife Verteilnetz

Im Jahr 2017 beträgt der durchschnittliche Strompreis für einen Haushalt mit dem Konsumprofil H4 20.05 Rp./kWh, leicht tiefer als im Vorjahr. Der Strompreis setzt sich aus verschiedenen Elementen zusammen, welche die Netzbetreiber jährlich publizieren; spätestens Ende August für die Tarife des Folgejahres. Der Gesamttarif umfasst das Entgelt für die Netznutzung (Netzkosten), den Energiepreis,

die Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV, inkl. Abgabe zum Schutz der Gewässer und Fische) sowie die Abgaben an das Gemeinwesen. Für die Tarife 2017 sind gegenläufige Entwicklungen beobachtbar: Auf der einen Seite sinken die Energietarife und Netznutzungsentgelte für einen typischen Haushalt. Andererseits wird dieser Rückgang teilweise durch den Anstieg der KEV und Gemeindeabgaben kompensiert.

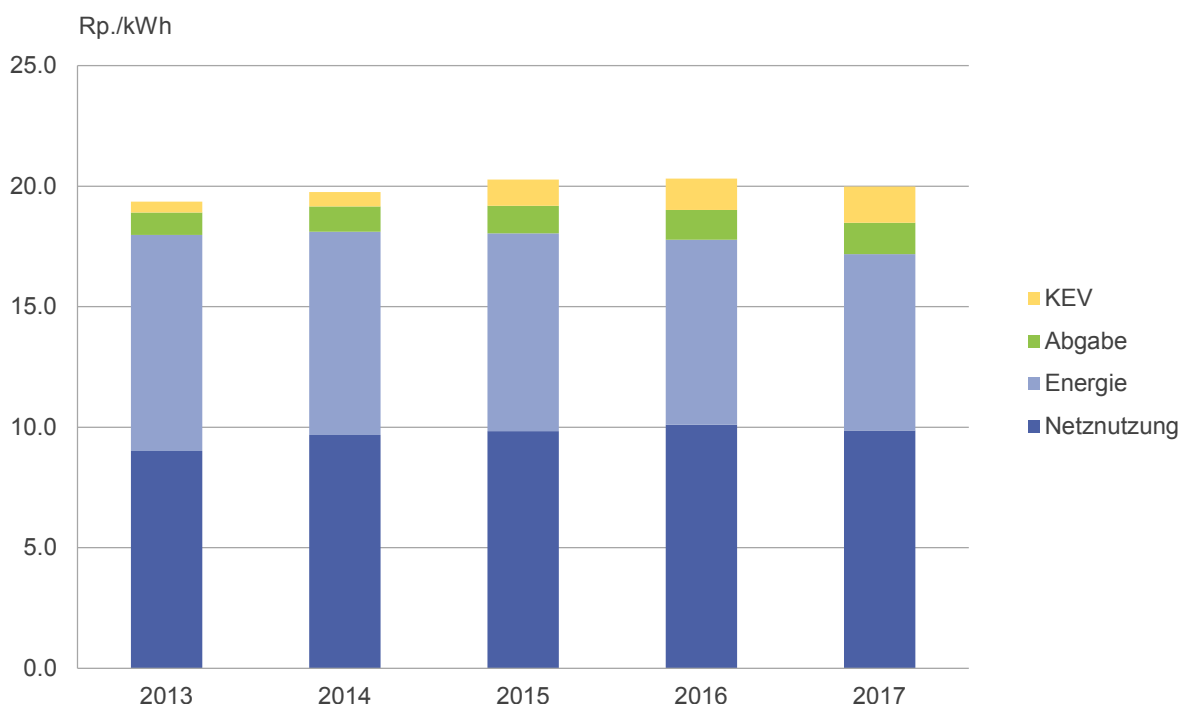


Abbildung 12: Kostenbestandteile des mittleren Gesamtstrompreises für das Konsumprofil H4 (exkl. MWSt.)

Auf kantonaler und kommunaler Ebene gibt es Unterschiede in den Tarifen. Detaillierte Informationen zu den Tarifen jeder einzelnen Gemeinde sowie eine interaktive Karte sind auf der Webseite der ElCom (www.elcom.admin.ch) zu finden. In den Abbildungen 13 bis 16 werden

die kantonalen Mediantarife – die eine Hälfte der Bevölkerung bezahlt einen höheren, die andere einen tieferen Preis – verglichen. Je weiter entfernt der kantonale vom Schweizer Medianwert liegt, desto roter (höherer Tarif) bzw. grüner (tieferer Tarif) wird die Kantonsfläche.

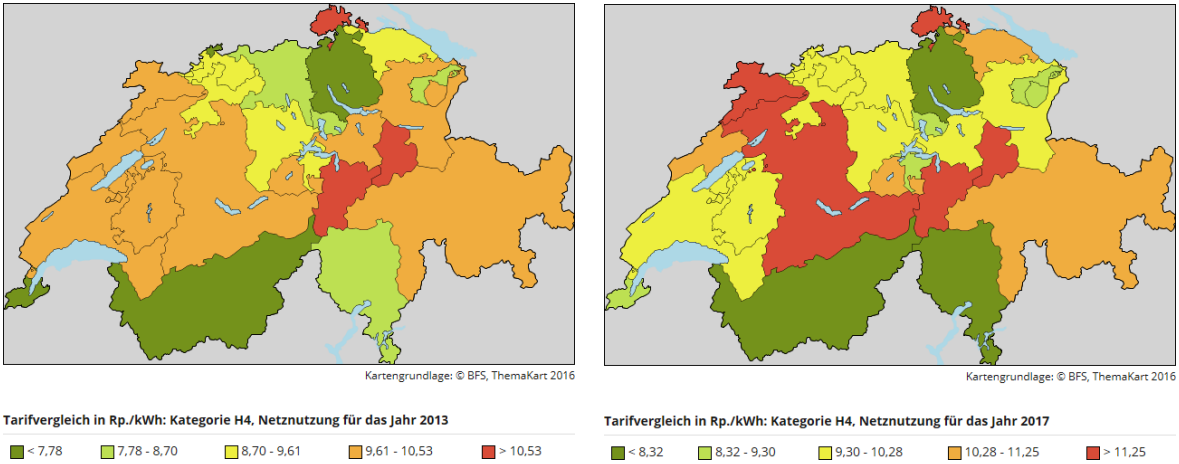


Abbildung 13: Vergleich der mittleren kantonalen Tarife (Median) für die Netznutzung für das Konsumprofil H4 der Jahre 2013 und 2017

Zwischen 2013 und 2017 sind die mittleren kantonalen Netznutzungstarife der Kategorie H4 um etwa 0.6 Rp./kWh angestiegen während die Energietarife um 1.4 Rp./kWh zurückgingen.

Gleichzeitig geht aus den Abbildungen 13 und 14 hervor, dass sich die kantonalen Unterschiede sowohl bezüglich der Netz- als auch Energietarife in diesen Jahren akzentuiert haben.

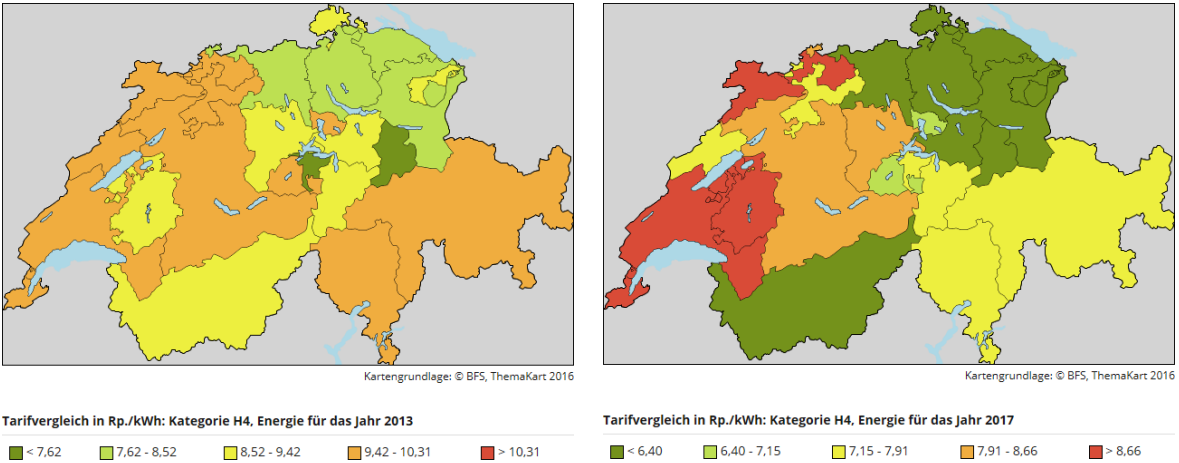
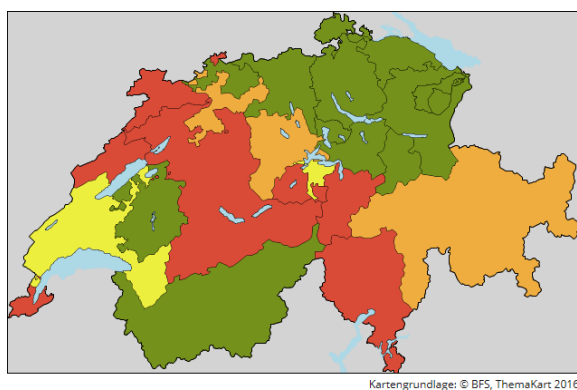


Abbildung 14: Vergleich der mittleren kantonalen Tarife (Median) für die Energie für das Konsumprofil H4 der Jahre 2013 und 2017

Die kantonalen und kommunalen Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen sind als Mediane in Abbildung 15 abgebildet. Die schweizweit einheitlichen Bundesabgaben (KEV und Abgabe zum Schutz der Gewässer und Fische) finden darin keine Berücksichtigung. Alle diese Tarifbestandteile werden im Unterschied zu den Energie- und Netztarifen nicht durch die ElCom kontrolliert, da sie im politischen Entscheidungsprozess bestimmt

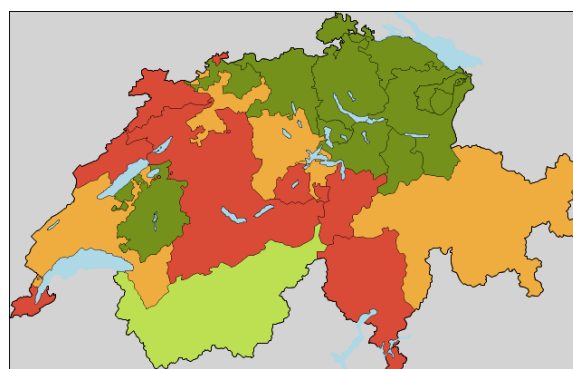
werden. Auch bei den Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen sind erhebliche Unterschiede zwischen den Kantonen feststellbar; gleichwohl hat sich das Muster über den betrachteten Zeitraum kaum verändert. Schliesslich wird in Abbildung 16 der gesamte Strompreis, d.h. die Aufsummierung aller vier Komponenten inklusive KEV, verglichen. Letztere stieg von 0.45 Rp./kWh im Jahr 2013 auf 1.5 Rp./kWh in 2017.



Kartengrundlage: © BFS, ThemaKart 2016

Tarifvergleich in Rp./kWh: Kategorie H4, Abgaben für das Jahr 2013

■ < 0,77 ■ 0,77 - 0,86 ■ 0,86 - 0,95 ■ 0,95 - 1,04 ■ > 1,04

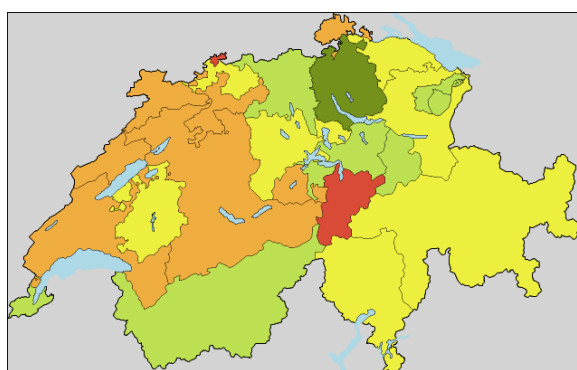


Kartengrundlage: © BFS, ThemaKart 2016

Tarifvergleich in Rp./kWh: Kategorie H4, Abgaben für das Jahr 2017

■ < 0,77 ■ 0,77 - 0,86 ■ 0,86 - 0,95 ■ 0,95 - 1,04 ■ > 1,04

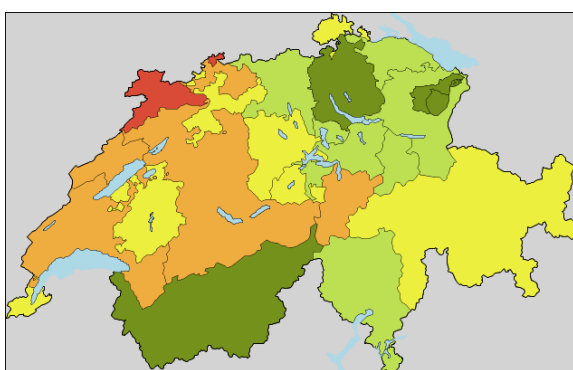
Abbildung 15: Vergleich der kantonalen Mediantarife für die kantonalen und kommunalen Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen für das Konsumprofil H4 der Jahre 2013 und 2017



Kartengrundlage: © BFS, ThemaKart 2016

Tarifvergleich in Rp./kWh: Kategorie H4, Totalpreis für das Jahr 2013

■ < 16,72 ■ 16,72 - 18,69 ■ 18,69 - 20,65 ■ 20,65 - 22,62 ■ > 22,62



Kartengrundlage: © BFS, ThemaKart 2016

Tarifvergleich in Rp./kWh: Kategorie H4, Totalpreis für das Jahr 2017

■ < 17,13 ■ 17,13 - 19,14 ■ 19,14 - 21,16 ■ 21,16 - 23,17 ■ > 23,17

Abbildung 16: Vergleich der mittleren kantonalen Tarife (Median) für den Gesamtstrompreis für das Konsumprofil H4 der Jahre 2013 und 2017

4.5 Prüfungen zu Tarifen

Die ElCom hat im Berichtsjahr die Konformität der Tarife auf vier verschiedene Arten untersucht:

- Jeder Netzbetreiber muss bis Ende August die Kostenrechnung einreichen, welche die Grundlage für die Netz- und Energietarife für das folgende Jahr bildet. Die ElCom analysiert diese mittels gut 150 Tests auf Fehler, Inkonsistenzen sowie unplausible Angaben und stellt die Auswertung dem Netzbetreiber zur Korrektur wieder zu. Die 634 Netzbetreiber, welche bis und mit der ersten Mahnung ihre Kostenrechnung eingereicht haben, haben noch im Berichtsjahr die Auswertung erhalten mit der Aufforderung, die auffälligen Angaben zu prüfen und gegebenenfalls zu korrigieren oder sie zu begründen.
- Wenn ein Netzbetreiber auch nach der Überarbeitung gesetzeswidrige oder nicht plausible Werte in der Kostenrechnung ausweist, wird er gezielt in den fraglichen Bereichen überprüft. Die ElCom hat im Berichtsjahr insbesondere die fehlerhafte Berechnung von Deckungsdifferenzen aus den Vorjahren gerügt. Dabei geht es einerseits um die Ermittlung der Deckungsdifferenzen in einem Jahr und andererseits um den Übertrag in das Folgejahr. Im Weiteren wurden mehrere Netzbetreiber aufgefordert, die zu hohen internen Verrechnungspreise für die Verlustenergie zu reduzieren.
- Im Weiteren hat die ElCom im Berichtsjahr erneut die Angaben der Netzbetreiber für die Tarife des Folgejahres nach diversen Kriterien wie Tarifhöhe, Kosten und Einhaltung der 95-Franken-Regel geprüft. Insgesamt 79 Fälle erwiesen sich als unauffällig. Diesen Netzbetreibern teilte die ElCom mit, dass sie darauf verzichtet, im nächsten Jahr gegen ihre Tarife ein Verfahren von Amtes wegen zu eröffnen.
- Schliesslich wird in einigen Fällen das ganze Spektrum der Netz- und Energiekosten (letztere nur für Endverbraucher in Grundversorgung) umfassend überprüft. Nach dem Entscheid des Bundesgerichts zur CKW (vgl. Kapitel 4.6), bei dem es zu Fragen der Aufteilung der Energiekosten für Endverbraucher in Grundversorgung und der Parteistellung von Verbrauchern unterschied, konnten diverse sistierte Verfahren Ende Sommer wieder aufgenommen werden. Die ElCom konnte in zwei Fällen zu Netz und Energie Verfügungen erlassen und die Verfahren abschliessen. Zwei weitere Fälle betrafen den Bereich der Netzkosten, ein Fall betraf die Energie.

Im Berichtsjahr wurden in solchen Tarifprüfungen insbesondere folgende Themen untersucht:

Bewertung des Netzes:

Bei der Bewertung der Netze standen die gleichen Probleme wie in früheren Jahren im Vordergrund. Regelmässig sind bei Anlagen die synthetischen Werte nicht sachgerecht hergeleitet und nur ungenügend dokumentiert. Synthetische Werte müssen auf eine transparente und nachvollziehbare Weise anhand der Anschaffungs- und Herstellkosten vergleichbarer Anlagen hergeleitet werden. Andernfalls besteht die Gefahr, dass sie den Wert einer vergleichbaren Anlage überschreiten und so Artikel 13 Absatz 4 der Stromversorgungsverordnung (StromVV) verletzen.

Diverse Unternehmen schreiben ihre Anlagen nicht ab dem Moment der Inbetriebnahme, sondern erst im Folgejahr oder nach der definitiven Verbuchung im System zum ersten Mal ab. Dies verstösst gegen Artikel 13 Absatz 2 StromVV, wonach die Anlagen linear über die gesamte Lebensdauer auf den Restwert Null abzuschreiben sind. Die verspätete Abschreibung erhöht auf unzulässige Art die Restwerte der Anlagen und somit auch die geltend gemachten kalkulatorischen Zinskosten.

Auch bei den Kosten für den Abbruch von zu ersetzenden Anlagen gab es Differenzen: Ein Netzbetreiber addierte die Abbruchkosten zu den Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten der neuen Anlage. Anstatt die Abbruchkosten zu den Kosten des laufenden Jahres zu addieren, werden sie über die Lebensdauer der neuen Anlage abgeschrieben und verzinst.

Die ElCom hat entschieden, dass Abbruchkosten und Kosten für Provisorien Kosten des laufenden Jahres darstellen, mit der Begründung,

dass gemäss Stromversorgungsgesetzgebung Kapitalkosten aufgrund der Anschaffungs- und Herstellkosten der bestehenden Anlagen ermittelt werden. Abbruchobjekte und Provisorien existieren nach Erstellung der neuen Anlage nicht mehr. Es ist somit nicht zulässig, diese Kosten in die Anschaffungs- und Herstellkosten der neuen Anlage einfließen zu lassen. Eine WACC-Verzinsung auf nicht mehr bestehenden Anlagen würde zu einem übermässigen Gewinn des Netzbetreibers führen. Gegen diese Verfügung ist derzeit eine Beschwerde hängig.

Wiederholt wurde der ElCom die Frage gestellt, wie mit den Kosten einer Anlage umzugehen ist, die frühzeitig ersetzt werden muss. Dazu hat die ElCom eine Mitteilung zur Tarifwirksamkeit von ausserordentlichen Abschreibungen veröffentlicht. Demnach sind die ausserordentlichen Abschreibungen im Tarif im Jahr der Ausserbetriebnahme anrechenbar, wenn eine Anlage untergeht, nicht mehr gebraucht wird, das System umgestellt werden muss oder dadurch die Netzkosten sinken. Nicht anrechenbar sind hingegen die ausserordentlichen Abschreibungen, wenn die Ausserbetriebnahme nicht notwendig ist und die Netzkosten nicht sinken.

Des Weiteren hat sich die ElCom erstmals im Rahmen einer Verfügung zu ihrer Zuständigkeit im Zusammenhang mit Abgaben und Leistungen geäussert und ihre Zuständigkeit im Grundsatz bejaht.

Betriebskosten:

Wie bereits in den Vorjahren, betrafen die meisten von der ElCom veranlassten Korrekturen die Anrechenbarkeit an sich und die Verteilung der Kosten nach Bereich.

Als anrechenbare Kosten gelten gemäss Artikel 15 Absatz 1 StromVG die Kosten eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes. Folglich sind Kosten, die diese Bedingungen nicht erfüllen, auch nicht anrechenbar. Dazu gehören beispielsweise Marketing und Sponsoring sowie diverse netzfremde Tätigkeiten wie öffentliche Beleuchtung oder administrative Tätigkeiten für andere Geschäftsbereiche.

Bei der Verteilung der Kosten nach Bereich zeigte sich wiederholt, dass das Entgelt für die Netznutzung mit zu hohen Gemeinkosten belastet wurde. Zudem wählen einzelne Netzbetreiber Schlüssel, die den Vorgaben von Artikel 7 Absatz 5 StromVV widersprechen. So werden beispielsweise nicht sachgerechte Schlüssel wie die Tragfähigkeit eines Bereichs oder der Umsatz verwendet. Letzterer ist in einer kostenbasierten Regulierung nicht zulässig, da das Ergebnis zirkulär ist: Ein höherer Umsatz steigert die anrechenbaren Kosten, welche zu einem künftig grösseren Umsatz führen, was wiederum die anrechenbaren Kosten erhöht.

Strittig war zudem die Festsetzung des Preises für die Verlustenergie. In den meisten Fällen geht es um die Frage, ob ein Netzbetreiber in seiner Rolle als Energielieferant mit dem Verkauf der Verlustenergie an sein eigenes Netz einen Gewinn erzielen darf, der über die Ver-

zinsung des eingesetzten Kapitals hinausgeht. Während die Netzbetreiber einen auf unterschiedliche Art und Weise hergeleiteten Gewinn beanspruchen, akzeptiert die ElCom maximal die Verzinsung des eingesetzten Kapitals gemäss Artikel 15 StromVG in Verbindung mit Artikel 13 StromVV. Die Höhe der anrechenbaren Kosten und des zulässigen Gewinns muss unabhängig von der Aufteilung des Unternehmens in unterschiedliche organisatorische Einheiten und der sich daraus ergebenden internen Verrechnung sein.

Diverse Netzbetreiber begründen die hohen Kosten für die Verlustenergie mit deren ökologischem Mehrwert. Die ElCom hat deswegen eine Weisung zur Anrechenbarkeit der Stromqualität für Wirkverluste (1/2016) erlassen. Sie anerkennt die Mehrkosten der Beschaffung einer höheren Stromqualität nur in dem Umfang, wie sie anteilmässig im Standardprodukt des Netzbetreibers enthalten sind (ohne Gewinnanteil). Das Standardprodukt ist dasjenige Produkt, welches einem Endverbraucher in Grundversorgung zugeordnet wird, wenn er von diesem Verteilnetzbetreiber Strom bezieht und kein bestimmtes Produkt bestellt.

In einem anderen Fall war die Verwendung der Verkaufserlöse einer bereits voll amortisierten Netzanlage umstritten. Der Netzbetreiber hat die Erlöse zu den ausserordentlichen Erträgen ausserhalb des Netzes gezählt. Die ElCom hat demgegenüber verfügt, dass diese bei den Netzkosten in Abzug zu bringen sind.

Energiekosten:

Im Vorjahr hatte die ElCom aufgrund eines Entscheids des BVGer sämtliche Verfahren im Bereich Energie sistiert. Diese wurden mit dem Entscheid des Bundesgerichts zur CKW im Sommer des Berichtsjahrs wieder aufgenommen.

Mehrfach musste die ElCom wegen zu hohen Gewinnen im Energievertrieb einschreiten. Sie hat entsprechend ihrer Praxis zur 95-Franken-Regel die Gewinne so reduziert, dass die Summe aus Kosten des Vertriebs und Gewinn den Betrag von 95 Franken pro Rechnungsempfänger nicht überschreiten. In den diesjährigen Verfahren hat die ElCom gemäss der vom Bundesgericht bestätigten Praxis die Durchschnittspreis-Methode verwendet, um den Strom aus verschiedenen Bezugsquellen (diverse eigene Kraftwerke, Käufe am Markt etc.) aufzuteilen.

Des Weiteren hat sich die ElCom erstmals im Rahmen einer Verfügung zu ihrer Zuständigkeit im Zusammenhang mit der Überprüfung von Ökostromprodukten geäussert. Bereits früher wurde von diversen Netzbetreibern geltend gemacht, dass die ElCom bei der Tarifprüfung für die Energielieferungen an Endverbraucher in Grundversorgung nur für entweder das Graustromangebot oder das Standardprodukt zuständig sei. Entsprechend seien die Netzbetreiber frei in der Tarifierung der Produkte mit ökologischem Mehrwert. Demgegenüber erachtet sich die ElCom als zuständig zur Überprüfung der Angemessenheit der Tarife für sämtliche Energielieferungen an Endverbraucher in der Grundversorgung. Der Energieanteil ist unabhängig der ökologischen Qualität, gestützt auf die Gestehungskosten

(Art. 4 Abs. 1 StromVV) zu tarifieren. In früheren Fällen hatten die Netzbetreiber die Sichtweise der ElCom schliesslich akzeptiert. Im Berichtsjahr wurde in dieser Frage zum ersten Mal verfügt und die ElCom hat die höheren geltend gemachten Gewinne für Ökostromprodukte nicht anerkannt.

Im Weiteren hat sich die ElCom in einem streitigen Verfahren mit der Frage auseinandergesetzt, ob ein Nachlieger, der in der Vergangenheit einen Kostenbeitrag an die Erstellung eines Unterwerks des Vorliegers geleistet hat, Anspruch auf einen reduzierten Netznutzungstarif hat. Die ElCom ist zum Ergebnis gelangt, dass individuelle, auf einen einzelnen Netzanschlussnehmer zugeschnittene Sondertarife dem Prinzip der Einheitlichkeit der Tarife sowie dem Erfordernis einfacher Tarifstrukturen widersprechen und daher unzulässig sind. Die Höhe eines individuell in Rechnung gestellten Kostenbeitrags ist ferner auch kein Kriterium zur Bildung einer besonderen Kundengruppe. Das Verursacherprinzip kann allerdings die Anwendung des Netznutzungstarifs einer höheren Netzebene rechtfertigen. Dies wurde im vorliegenden Verfahren bejaht, da der Netzanschlussnehmer die Kapitalkosten der von ihm auf einer Netzebene des Vorliegers genutzten Anlagen grossmehrheitlich selbst trug. Zudem hatten andere Netzanschlussnehmer auf derselben Netzebene im Durchschnitt deutlich geringere individuelle Kostenbeiträge an die von ihnen genutzten Anlagen geleistet. Dabei ist auch zu berücksichtigen, wer die Betriebskosten dieser Anlagen trägt.

4.6 Gerichtspraxis

In seinem Pilotentscheid vom 20. Juli 2016 (2C_681/2015, 2C_682/2015) zur CKW äusserte sich das Bundesgericht erstmals zu den anrechenbaren Energiekosten in der Grundversorgung. Es hiess eine auf Antrag der ElCom erfolgte Beschwerde des UVEK vollumfänglich gut. Die ElCom verteilt die Kosten des Energieportfolios (Eigenproduktion und Einkauf) auf die Endverbraucher in der Grundversorgung und die freien Kunden entsprechend den gelieferten Energiemengen. Das Bundesgericht bestätigte, dass diese sogenannte «Durchschnittspreis-Methode» gesetzmässig ist. Zudem bestätigte das Bundesgericht den Effizienzvergleich der ElCom in Bezug auf die maximal anrechenbaren Verwaltungs- und Vertriebskosten (inkl. Gewinn) von 150 Franken. Es hielt fest, dass die ElCom berechtigt war, die diese Obergrenze übersteigenden Kosten zu kürzen. Im Urteil beschäftigte sich das Bundesgericht zudem mit der Frage, ob und inwiefern Endverbraucher in Tarifprüfungsverfahren Parteistellung haben können. Soweit es um Überprüfungen der ElCom von Amtes wegen geht (Art. 22 Abs. 2 Bst. b StromVG), haben Endverbraucher keine Parteistellung. Anders verhält es sich, wenn ein Endverbraucher bei der ElCom die Überprüfung seines Tarifs verlangt. In diesem Fall entscheidet die ElCom nicht als Aufsichtsbehörde von Amtes wegen, sondern im Streitfall (Art. 22 Abs. 2 Bst. a StromVG). In einem solchen Streitverfahren haben die Endverbraucher zwangsläufig Parteistellung.

Die höherinstanzlichen Gerichte verneinten die Pflicht von grösseren Kraftwerksbetreibern, einen Teil der Kosten für die Beschaffung von Systemdienstleistungen tragen zu müssen. Sämtliche Kraftwerksbetreiber erhielten in der Folge die in den Jahren 2009 und 2010 an Swissgrid geleisteten Beträge zurück. Diverse Unternehmen forderten zudem die Bezahlung von Verzugszinsen. Die ElCom ordnete im Jahr 2013 an, dass Swissgrid fünf Prozent Verzugszins ab Mahnung zu leisten hat. In neun Urteilen vom 23. Mai 2016 (2C_348/2015 bis 2C_356/2015) wurden die Verfügungen der ElCom durch das Bundesgericht geschützt. Das Bundesgericht bestätigte, dass für den Beginn des Zinsenlaufs auf den Zeitpunkt abzustellen ist, in dem die Swissgrid rechtsgültig gemahnt wurde. Zudem stellte das Bundesgericht klar, dass eine unter Vorbehalt der späteren Rückforderung erfolgte Zahlung keine rechtsgültige Mahnung darstellt.

Im Berichtsjahr hat erstmals das Bundesgericht über den Netzzugang entschieden. Die ElCom hatte im Jahr 2014 in zwei Verfügungen den Anspruch auf Netzzugang in Bezug auf zwei als einfache Gesellschaften organisierte Baukonsortien bejaht. Das BVGer hatte die gegen diese Verfügungen erhobenen Beschwerden noch gutgeheissen, mit der Begründung, die Baukonsortien seien nicht Endverbraucher im Sinne der Stromversorgungsgesetzgebung. Das Bundesgericht hat die Urteile des BVGer aufgehoben und die Verfügungen der ElCom letztinstanzlich bestätigt.

4.7 Sunshine-Regulierung

Mit der Sunshine-Regulierung sollen die Qualität und Effizienz der Netzbetreiber mit Hilfe eines transparenten und standardisierten Vergleichsprozesses besser sichtbar gemacht werden. Die ElCom hat im August des Berichtsjahres die definitive Einführung dieser Regulierungsform beschlossen – in Ergänzung zu den heutigen Tarifprüfungsverfahren. Ausgewählte Indikatoren in den Bereichen Versorgungs- und Dienstleistungsqualität sowie Kosten und Tarife messen dabei die Güte, Kosten und Effizienz der Leistungserbringung der einzelnen Anbieter. Dieser direkte Vergleich unter den Netzbetreibern soll Anreize schaffen, allfällige eigene Schwächen zu beheben, ohne dass der Regulator eingreifen muss. Bei diesen Vergleichen werden Netzbetreiber mit ähnlichen Strukturen in Vergleichsgruppen zusammengefasst.

Die Arbeiten im Zusammenhang mit der Sunshine-Regulierung beschäftigten die ElCom das ganze Jahr. Im Fokus stand insbesondere die Revision des StromVG. Damit soll die rechtliche Grundlage geschaffen werden, welche die Publikation der Ergebnisse ermöglichen soll. Zu Beginn des Jahres wertete die ElCom einen kurzen Fragebogen zur Produktvielfalt, zur Erbringung von Dienstleistungen und zu Vorteilen aus Kraftwerkskonzessionen aus. Grundsätzlich verwendet die ElCom für die Sunshine-Regulierung Daten, welche ihr die Netzbetreiber im Rahmen der Kostenrechnungen und den Erhebungen zur Versorgungsqualität jährlich einreichen. Ebenso greift die ElCom auf Daten des Bun-

desamtes für Statistik (BFS) zurück, die öffentlich zugänglich sind. Dadurch entsteht für die Netzbetreiber praktisch kein zusätzlicher administrativer Aufwand.

In den ersten Monaten des Berichtsjahres standen die Bildung der Vergleichsgruppen und die Berechnung der Indikatoren im Vordergrund. Dazu hat die ElCom die rund 650 Netzbetreiber nach topografischen Gegebenheiten (Siedlungsdichte) sowie aufgrund der Menge an ausgespeister Energie an Endverbraucher (Energiedichte) in insgesamt acht Vergleichsgruppen eingeteilt. Zudem errechnete die ElCom die nötigen Indikatoren für die zweite Testrunde. Die individuellen Ergebnisse wurden den Betreibern ab Mitte April zugestellt. Wie im Vorjahr wurden sämtliche Vergleichsergebnisse wiederum nur den jeweiligen Netzbetreibern geschickt. Im Vergleich zur ersten Testrunde wurden im Berichtsjahr die Produktvielfalt und Aspekte der Dienstleistungserbringung neu ausgewiesen. Als weitere Neuerung ist die Publikation zahlreicher erläuternder Dokumente zur zweiten Testrunde im Internet zu erwähnen. Die Netzbetreiber wurden wiederum eingeladen, sich bezüglich der Sunshine-Regulierung und deren Umsetzung zu äussern. Die Auswertung dieser Rückmeldungen bildet eine wertvolle Grundlage für die weitere Ausgestaltung der künftigen Sunshine-Regulierung. So werden beispielsweise Anpassungen an der Kostenbasis vorgenommen oder neue Indikatoren (etwa ein Indikator zur Einhaltung der 95-Franken-Regel) eingeführt.

4.8 Messwesen

Die ElCom beschäftigte sich im Rahmen eines Verfahrens mit der Frage, ob im Messwesen Wettbewerb herrscht oder nicht. In diesem Zusammenhang erliess die ElCom im Oktober 2015 eine Verfügung (233-00056) und wies darin das Gesuch eines Betreibers einer Photovoltaikanlage ab, der die Dienstleistungen zur Messung der Einspeisung seiner Produktionsanlage nicht mehr von seinem Netzbetreiber, sondern von einem dritten Dienstleister beziehen wollte. Der Betreiber der Anlage verlangte von der ElCom, den Netzbetreiber gestützt auf die Verordnungsbestimmung zum Messwesen (Art. 8 StromVV) zu verpflichten, seine Zustimmung zum Wechsel des Messdienstleisters zu geben. Die ElCom stellte in ihrer Verfügung zwar fest, dass Messdienstleistungen kein Monopol der Netzbetreiber darstellen und aus technischer und ökonomischer Sicht Wettbewerb im Bereich der Messdienstleistungen möglich wäre. Beim Messwesen handle es sich aber traditionell um eine Aufgabe der Netzbetreiber. Das Stromversorgungsrecht sei in diesem Bereich nicht auf Wettbewerb ausgerichtet, und es bestehe keine Rechtsgrundlage zur Durchsetzung von Wettbewerb im Bereich des Messwesens.

Der Betreiber der Photovoltaikanlage und Verfügungsadressat erhob gegen die besagte Verfügung Beschwerde beim BVGer. Mit Urteil A-7561/2015 vom 8. November 2016 hat das BVGer die Beschwerde betreffend das Be-

gehren, dass dem Betreiber die Zustimmung zum Wechsel des Messdienstleisters zu erteilen sei, abgewiesen. Das BVGer stützte damit die Rechtsauffassung der ElCom und hielt fest, dass bei einer Liberalisierung des Messwesens grundlegende Rechte und Pflichten von Personen betroffen seien und die finanziellen Auswirkungen von grosser Tragweite wären. So sei je nach Ausgestaltung der Liberalisierung die Zahl der Betroffenen hoch und in jedem Fall sei davon auszugehen, dass mit dem Widerstand der betroffenen Netzbetreiber zu rechnen sei. Daraus ergebe sich, dass die Liberalisierung des Messwesens insgesamt eine rechtliche Basis in der Form des Bundesgesetzes benötige. Dazu gehören insbesondere auch Bestimmungen, welche die Rechte und Pflichten von Personen regeln. Im vorliegenden Fall würde der Betreiber der Anlage seinen Anspruch auf Zustimmung zum Wechsel des Messdienstleisters auf Artikel 8 Absatz 2 StromVV stützen. Weil eine Verordnungsbestimmung aber keine genügende Rechtsgrundlage darstellen könne und darüber hinaus keine weiteren gesetzlichen Grundlagen hierfür ersichtlich seien, sei das Begehren abzuweisen.

Gegen das Urteil des BVGer wurde Beschwerde ans Bundesgericht erhoben.

4.9 KEV, Einmalvergütung und Rückliefertarife

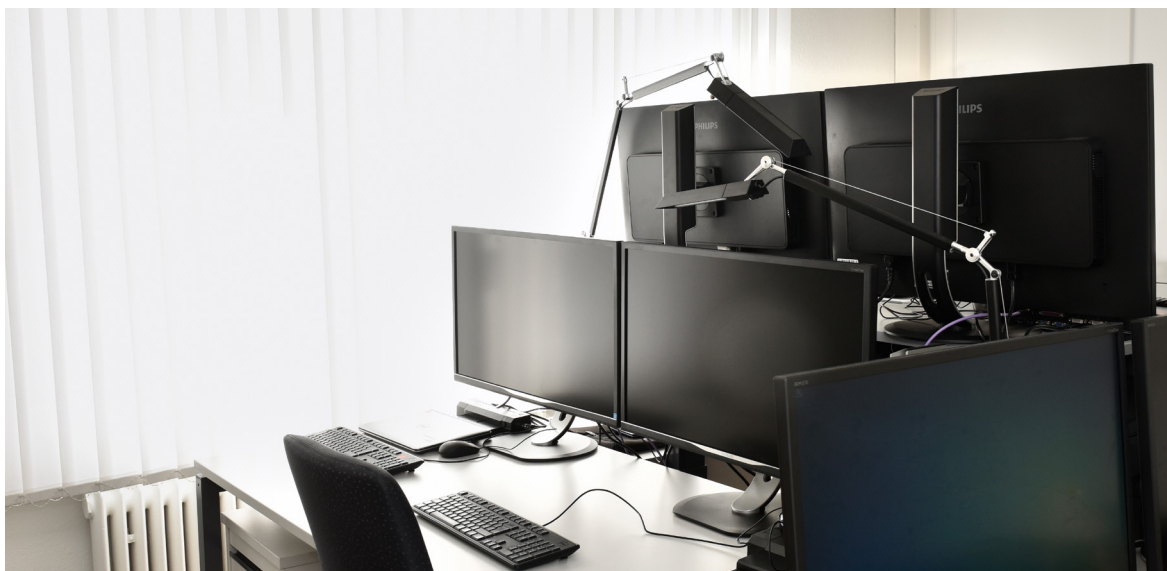
Im Berichtsjahr erliess die ElCom insgesamt 23 Verfügungen zur Kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV), zur Einmalvergütung (EIV) und zum Rückliefertarif. 18 davon betrafen die einmalige pauschale Entschädigung von 150 Franken pro kWp (Kilowatt-Peak) für Mehrkosten, die durch die Anpassung einer als angebaut eingestuften Anlage an die Anforderungen an integrierte Anlagen verursacht wurden. Diese Verfügungen erfolgten im Nachgang zu einem Urteil des BVGer. Dieses anerkennt den Anspruch auf Vertrauensschutz für Projektträger, die beim Bau ihrer Anlage den zweiten Leitsatz der früheren Fassung der Richtlinie des BFE über die KEV für Photovoltaikanlagen, der sich auf sogenannte scheinintegrierte Anlagen bezog, strikte eingehalten haben.

Zudem erliess die ElCom eine Grundsatzverfügung über den Rückliefertarif. Sie hielt darin fest, dass unter den für die Vergütung massgebenden marktorientierten Bezugspreisen für gleichwertige Energie der Einkaufspreis des Netzbetreibers für Graustrom zu verstehen ist, der mit dem bestehenden Beschaffungsportfolio erzielt wird. Die Gestehungskosten einer allfälligen Eigenproduktion des Netzbetreibers sind hingegen nicht zu berücksichtigen. Eine nach Jahres- oder Tageszeit differenzierte Vergütung ist zulässig, wenn auch die Einkaufspreise des Netzbetreibers für Graustrom zeitlich variieren. Sind die tatsächlichen Einkaufspreise des Netzbetreibers zum Zeitpunkt der Einspeisung nicht bekannt, ist für die Vergütung auf Plankosten abzustellen und die Differenz zu den nachträglich festgestellten Einkaufspreisen später in geeigneter Form auszugleichen.

Zwei weitere Verfügungen hatten die strittige Kategorisierung von Photovoltaikanlagen zum Gegenstand. Weitere Verfügungen betrafen die Nichtgewährung sowohl der KEV als auch der EIV für eine Photovoltaikanlage mit einer Leistung von weniger als 10 kWp, die vor dem 31. Dezember 2013 in Betrieb genommen und erst am 1. April 2014 gemeldet wurde, beziehungsweise den Widerruf der KEV.

Weiter hatte die ElCom bei zwei Kleinwasserkraftwerken (KWKW) zu prüfen, ob diese zu Recht rückwirkend für das Jahr 2015 auf den Marktpreis gesetzt wurden. Beide KWKW konnten aufgrund einer erheblichen Erweiterung oder Erneuerung von der KEV profitieren. Aufgrund von behördlichen Auflagen erreichten sie die erforderliche jährliche Produktionssteigerung jedoch nicht. Die Auflagen umfassten eine Erhöhung der Restwassermenge und den Bau einer Fischtreppe. Die ElCom kam zum Schluss, dass bei der Festlegung der erforderlichen Produktionssteigerung für Anlagen, welche das Investitionskriterium nicht erfüllen, behördliche Auflagen nicht berücksichtigt werden dürfen. Die betroffenen KWKW wurden somit zu Recht auf den Marktpreis gesetzt.

5 Marktüberwachung



Pro Tag kommen zwischen 40'000 und 45'000 Standardverträge bei der ElCom herein – ohne OTC-Meldungen und Fundamentaldata – und werden in das Marktüberwachungssystem eingelesen.

5.1 Markttransparenz im Stromgrosshandel

Gut funktionierende Märkte basieren auf verlässlichen Preissignalen, die Angebot und Nachfrage reflektieren und nicht manipuliert sind. Auch die Versorgungssicherheit profitiert von funktionierenden Märkten. Der Mehrwert einer umfassenden Marktüberwachung ist daher vielfältig. Einerseits wird dadurch für die Endverbraucher ein fairer, transparenter und nicht manipulierter Strompreis gewährleistet, andererseits schützt ein aktives Market Monitoring in der Schweiz präventiv vor Marktmanipulation und Insider Handel.

Die ElCom ist, gemäss den Regelungen in Artikel 26a–26c der StromVV betreffend Lieferung von Informationen zum Elektrizitätsgrosshandelsmarkt, für die Überwachung des Stromgrosshandels zuständig. Bereits 2015 wurden die dafür notwendigen Informations- und Datenverarbeitungsmittel (IT-Mittel) organisiert. Dazu zählt die Infrastruktur, die es den betroffenen Marktteilnehmern ermöglicht, die geforderten Daten und Informatio-

nen an die ElCom zu liefern sowie sich bei der ElCom zu registrieren. Mit den implementierten IT-Mitteln kann die ElCom die erhaltenen Daten sammeln, bearbeiten und auswerten. Damit ist ein Monitoring des Schweizer Elektrizitätsmarktes gewährleistet. Die ElCom kann bei Unregelmässigkeiten die betroffenen Marktteilnehmer zeitnah kontaktieren.

Mit Abschluss des IT-Projektes Ende 2016 hat die ElCom das Monitoring mit einem automatisierten Market Monitoring System MATCH ergänzt. Mit dieser Software ist es nun möglich, die eingegangenen Daten automatisiert und systematisch zu analysieren. Damit sind die Aufbauarbeiten in der Sektion Marktüberwachung abgeschlossen. Ein erstes Assessment der Datenqualität hat ergeben, dass diese noch nicht den Anforderungen entsprechen. Bei der Anwendung von Artikel 26a–26c StromVV durch die ElCom bestehen starke Interdependenzen zur Umsetzung von REMIT in der EU. Als Nicht-EU-Mitglied ist die Schweiz

von wesentlichen Informationsflüssen abgeschnitten, weshalb versucht wird, die bestehenden Möglichkeiten der Vernetzung möglichst wirksam zu nutzen. Deshalb hat die ElCom an verschiedenen ACER Round-Tables teilgenommen, um dort den Austausch mit ACER und den verschiedenen Stakeholdern zu pflegen. Weiter arbeitet die ElCom aktiv in der CEER Market Integrity and Transparency Working Group und der CEER Wholesale Energy Markets Task Force mit.

Im Rahmen ihrer Tätigkeit pflegt die Marktüberwachung der ElCom den Kontakt mit den Marktakteuren und hat Anfang 2016 einen Workshop zum Thema «Reporting unter Strom-VV 26a» für die involvierten Marktakteure abgehalten. National besteht ein Austausch mit der Eidgenössischen Finanzmarktaufsicht (FINMA) und der Eidgenössischen Wettbewerbskommission (WEKO). International arbeitet die ElCom mit benachbarten Energieregulatoren, Börsen, ENTSO-E und Datenlieferanten zusammen.

5.2 Sektion Marktüberwachung 2016 in Zahlen

Aktuell sind bei der ElCom 62 Schweizer Marktteilnehmer, die auch in der EU tätig sind, registriert. Die Datenlieferungen von diesen Marktteilnehmern erfolgen über acht bei der ElCom registrierten Datenlieferanten (RRM). Weiter bezieht die ElCom die Fundamentaldaten der Schweiz und ihrer Nachbarländer von der European Network of Transmission System Operator's (ENTSO-E) Plattform.

Ab dem 7. April 2016 wurden neben den Standardverträgen auch die sogenannten nicht-standardisierten Verträge an die ElCom rapportiert. Dazu zählen die sogenannten Over The Counter (OTC) Verträge und Transportverträge. Die

Anzahl der übermittelten Daten übertraf bei weitem die Erwartungen. Insgesamt wurden bis Ende 2016 19'670'365 Items von den bei der ElCom registrierten RRM's geliefert. Dies entspricht einer gesamten Datenmenge von ca. 70 GB. Von den 17'424'692 gelieferten Standard-Transaktionsdaten entfallen ca. 30 Prozent auf abgeschlossene Trades und 70 Prozent auf die dazugehörigen Orders. Dabei entsprechen 87.6 Prozent der Trades dem Spotthandel und nur 12.4 Prozent fallen unter Finanzgeschäfte. Die grosse Anzahl der rapportierten Verträge zeigt, dass die Schweizer Marktteilnehmer sehr aktiv an den umliegenden Elektrizitätsgrosshandelsplätzen tätig sind.

6 Internationales



Insgesamt 30 Speicherkraft- und Laufwasserkraftwerke finden sich entlang der Schweizer Grenze. Im Bild das Grenzkraftwerk Eglisau-Glattfelden.

6.1 Engpassmanagement

Das Schweizer Übertragungsnetz ist mit den Netzen der angrenzenden Länder über zahlreiche Kuppelstellen verbunden: Zwischen Deutschland und der Schweiz führen 14 Leitungen über die Grenze, zum österreichischen Übertragungsnetz sind es vier Leitungen, zwischen Italien und der Schweiz existieren zehn Leitungen und zwischen Frankreich und der Schweiz werden neun Übertragungsnetzleitungen betrieben, die dem internationalen Energieaustausch dienen. Die Bewirtschaftung dieser Leitungen erfolgt durch Swissgrid in enger Zusammenarbeit mit den Übertragungsnetzbetreibern der angrenzenden Länder.

Die Kapazität dieser grenzüberschreitenden Leitungen stellt eine wesentliche Stellgrösse zur Gewährleistung der Netzsicherheit dar, so dass die Kapazitäten dieser Leitungen limitiert werden und sich die Stromhändler für eine grenzüberschreitende Stromlieferung explizit die Kapazität an Auktionen ersteigern müssen.

Diese Bewirtschaftung der grenzüberschreitenden Leitungen wird Engpassmanagement genannt. Die gesetzliche Grundlage für die Versteigerung dieser Kapazitäten bildet in der Schweiz Artikel 17 Absatz 1 StromVG.

Im Zuge der Umsetzung des europäischen Strombinnenmarktes werden die grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten in Europa nicht mehr in expliziten Auktionen, sondern implizit über gekoppelte Märkte vergeben. Ende 2016 waren ganz Zentraleuropa sowie Spanien, Portugal und Italien im Süden und Grossbritannien, Norwegen, Schweden, Finnland, Estland, Lettland und Litauen im Norden miteinander gekoppelt. Die Schweiz hingegen ist seit dem Inkrafttreten der EU-Richtlinie zur Kapazitätsallokation und Engpassmanagement (CaCM) per Mitte August 2015 von diesem Market Coupling ausgeschlossen. Die Kapazitätsvergabe an der Schweizer Grenzen erfolgt somit weiterhin nach dem expliziten Auktionsprinzip.

Die Auswirkungen des Ausschlusses der Schweiz vom Market Coupling auf die Netzstabilität und somit auch auf die Versorgungssicherheit sind weiter zu beobachten. Aufgrund der Vergabe von grenzüberschreitenden Kapazitäten in Form von expliziten Auktionen ist jedoch weiterhin mit erheblichen Ineffizienzen bei der Ausnutzung der bestehenden Infrastruktur zu rechnen. Die europäische Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulatoren ACER hat diese Opportunitätskosten an den Schweizer Grenzen insgesamt auf rund 105 Millionen Euro für das Jahr 2015 beziffert. Im Allgemeinen konnte Swissgrid die nutzbare Importkapazität von Deutschland und Österreich in die Schweiz durch eine optimierte Betriebsweise des Übertragungsnetzes seit 2015 erhöhen (vgl. Abschnitt 3.3.1). Dadurch erhielten Schweizer Energieversorger zusätzliche Kapazität für die Energiebeschaffung am preiswerteren deutschen Grosshandelsmarkt.

Die Stromversorgungsgesetzgebung sieht allerdings auch Ausnahmen von der marktorientierten Zuteilung (Auktionen) von Kapazitäten vor. Von den Auktionen ausgenommen und somit vorrangberechtigt sind nach Artikel 17 Absatz 2 StromVG Lieferungen aufgrund von internationalen Bezugs- und Lieferverträgen, die vor dem 31. Oktober 2002 abgeschlossen wurden, sowie Lieferungen an Endverbraucher in der Grundversorgung und aus erneuerbaren Energien (Art. 17. Abs. 2 in Verbindung mit Art. 13 Abs. 3 StromVG).

Im Jahr 2014 forderte ein Energieversorger einen Vorrang für Lieferungen an Endverbraucher in der Grundversorgung. Gemäss Entscheid der ElCom haben Lieferungen an Endverbraucher in der Grundversorgung bei der Zuteilung von Kapazitäten jedoch nur dann einen Vorrang, wenn der Netzbetreiber ohne Importe seine Lieferpflicht nicht wahrnehmen kann (Art. 17 Abs. 2 StromVG in Verbindung mit Art. 20 Abs. 2 StromVV), was im konkreten Verfahren nicht der Fall war. Das BVGer hat den Entscheid der ElCom gestützt. Das Verfahren ist nun vor dem Bundesgericht hängig.

Eine parlamentarische Initiative (Palv 15.430) sieht in Zukunft die Streichung der Vorränge für Lieferungen an Endverbraucher in der Grundversorgung und aus erneuerbaren Energien nach Artikel 17 Absatz 2 StromVG vor. Energielieferungen aus Grenzwasserkraftwerken sollen, soweit die grenzüberschreitende Übertragung zur Sicherstellung der jeweiligen Hoheitsanteile nötig ist, weiterhin einen Vorrang haben (vgl. Abschnitt 6.2). Die ElCom hat die Ausarbeitung der Initiative unterstützt und sowohl den erläuternden Bericht erstellt als auch anlässlich der Kommissionssitzungen der UREK verschiedene Fachfragen beantwortet. Nach Zustimmung des Bundesrates hat auch der Ständerat in der Wintersession 2016 das Geschäft gutgeheissen. 2017 wird sich erneut die UREK-N damit befassen.

6.2 Grenzkraftwerke

Entlang der Schweizer Grenze befinden sich 30 Wasserkraftwerke, welche elektrische Energie aus Grenzgewässern gewinnen. Hierbei handelt es sich einerseits um grosse (Pump-)Speicherkraftwerke wie das Kraftwerk Emosson oder das Kraftwerk Hinterrhein, andererseits um Laufwasserkraftwerke entlang des Rheins oder um Kleinwasserkraftwerke wie beispielsweise das Kraftwerk La Goule am Doubs. Diese Kraftwerke stellen bezüglich der Nutzung grenzüberschreitender Übertragungsnetzkapazität einen Sonderfall dar, weil bei diesen Kraftwerken oftmals alte Staatsverträge zwischen der Schweiz und dem angrenzenden Staat die Aufteilung der Energie regeln. Bei einigen dieser Grenzkraftwerke kann die Aufteilung der Energie nur über das engpassbehaftete, grenzüberschreitende Übertragungsnetz erfolgen. Verschiedene andere Anlagen haben Anschlüsse im Verteilnetz beidseits der Grenze, so dass die Energieaufteilung zwischen den Staaten unabhängig vom Übertragungsnetz erfolgen kann.

Oftmals unabhängig von den Verhältnissen beim Netz sind für einige Kraftwerke im engpassbehafteten, grenzüberschreiten-

den Übertragungsnetz Ausnahmen von den Auktionsverfahren gewährt worden (sogenannte Vorränge). Im Jahr 2015 hat die ElCom die Rechtmässigkeit dieser Vorränge im grenzüberschreitenden Übertragungsnetz vor dem Hintergrund der technischen und juristischen Rahmenbedingungen geprüft und dazu fünf Verfügungen erlassen. Ein Entscheid zu grenzüberschreitenden Energielieferungen aus Grenzkraftwerken ist mittlerweile rechtskräftig geworden, die übrigen vier Entscheide wurden von den Betreibergesellschaften an das BVGer weitergezogen. Im Jahr 2016 wies das BVGer zwei Entscheide zurück an die ElCom, woraufhin diese Entscheide angefochten und weiter an das Bundesgericht gezogen wurden. Ende 2016 waren die Entscheide des Bundesgerichts noch ausstehend.

Zusätzlich zu den bisherigen fünf Gesuchen war 2016 noch ein weiteres Gesuch eines Grenzkraftwerkes betreffend die Gewährung eines Vorrangs für grenzüberschreitende Energielieferungen eingegangen. Ein Entscheid der ElCom stand Ende 2016 aufgrund von Sachverhaltsabklärungen noch aus.

6.3 Merchant Lines

Merchant Lines sind grenzüberschreitende Übertragungsnetzleitungen, welche von der Pflicht zur Gewährung des Netzzugangs Dritter ausgenommen sind. Die Bewirtschaftung der Leitungskapazität erfolgt durch die Netzbetreiber. Die Nutzung dieser Leitungskapazität ist jedoch dem Investor vorbehalten. Er kann die Kapazität entweder selbst nutzen oder erhält für die nicht selbst genutzte Kapazität die von der nationalen Netzgesellschaft eingenommenen Auktionserlöse. Diese Ausnahmeregelung ist zeitlich limitiert. Nach Ab-

lauf der Frist geht die Leitung in das Eigentum der nationalen Netzgesellschaft über.

Derzeit hat die Schweiz zwei Merchant Lines an der italienischen Grenze. Die ElCom musste den Umfang der vom diskriminierungsfreien Zugang Dritter ausgenommenen Kapazität für die beiden Leitungen neu beurteilen. Ein Verfahren konnte im Berichtsjahr abgeschlossen werden. In einem anderen Verfahren ist der Entscheid des BVGer ausstehend.

6.4 Auktionserlöse

Knappe grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten werden durch Swissgrid über Auktionen zugeteilt. Die Erlöse aus diesen Auktionen werden je Grenze hälftig an Swissgrid und den ausländischen Übertragungsnetzbetreiber ausgeschüttet. Die Auktionserlöse können zur Deckung von Kosten grenzüberschreitender Elektrizitätslieferungen, zur Deckung der anrechenbaren Kosten des Übertragungsnetzes oder für den Erhalt und den Ausbau des Übertragungsnetzes verwendet werden (Art. 17 Abs. 5 StromVG). Swissgrid stellt bei der ElCom den Antrag über die gewünschte Verwendung. Die ElCom entscheidet anschliessend über die Verwendung der Auktionserlöse (Art. 22 Abs. 5 Bst. c StromVG). In den Jahren 2009 bis 2012 wurden jeweils rund 40 Millionen Franken für die Reduktion der anrechenbaren Kosten des Übertragungsnetzes

verwendet. Die Auktionserlöse aus dem Jahr 2013 sollten grösstenteils für den Erhalt und Ausbau des Übertragungsnetzes verwendet werden. Da die Investitionen ins Übertragungsnetz in den Vorjahren nicht im ursprünglich geplanten Umfang getätigt werden konnten und aufgrund von Kostenfolgen aus Gerichtsentscheiden, beantragte Swissgrid, die Erlöse aus den Jahren 2014, 2015 und 2016 sowie neu auch die Auktionserlöse aus dem Jahr 2013 ausschliesslich für die Senkung der Netztarife zu verwenden. Mit der Verfügung «Transaktion Übertragungsnetz / Massgeblicher Wert / Neuverfügung Bewertungsmethode» vom 20. Oktober 2016 (vgl. Kapitel 3.5) hat die ElCom über die Verwendung der Auktionserlöse 2013 bis 2016 entschieden. Diese sind, wie von Swissgrid beantragt, für die Senkung der Netztarife zu verwenden.

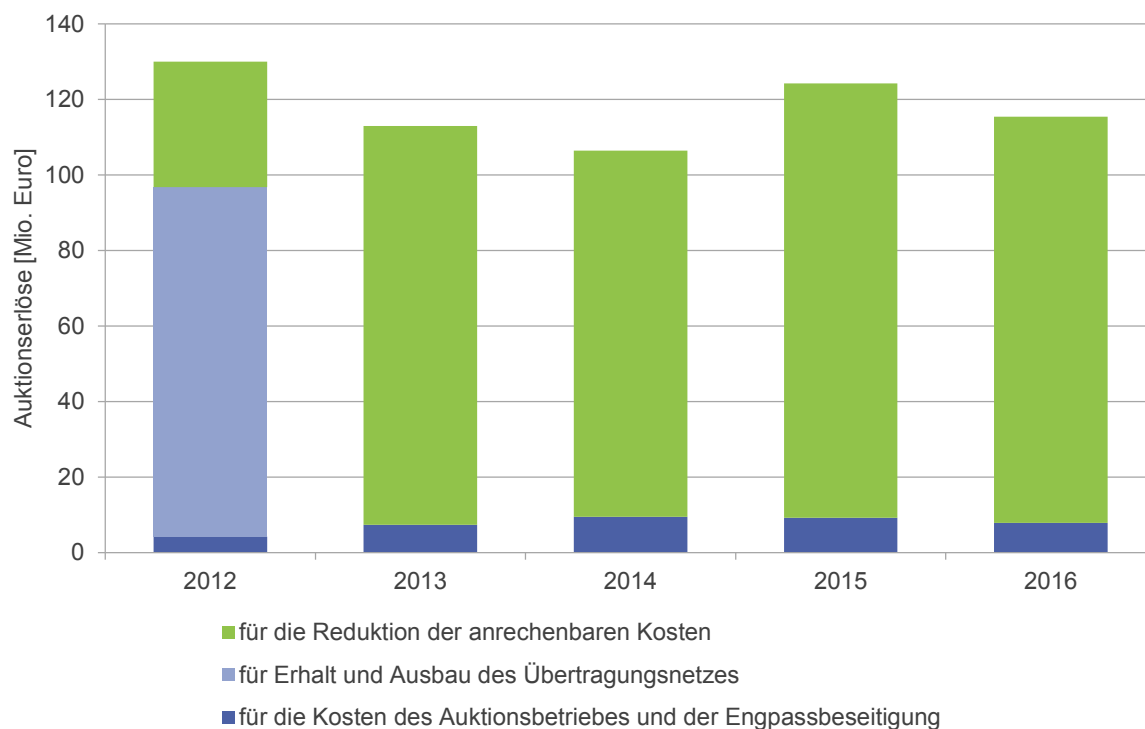


Abbildung 17: Verwendung der Auktionserlöse 2012–2016

6.5 Internationale Plattformen für Regelenenergie

Stromangebot und -nachfrage müssen stets übereinstimmen. Täglich treten jedoch kurzfristige Schwankungen auf, z. B. durch Ungenauigkeiten in den Verbrauchsprognosen, Ausfall von Produktionsanlagen oder unerwartet hohe Erzeugung aus Windkraft. Diese müssen auch kurzfristig ausgeglichen werden, dazu dient die Regelenenergie. In der Schweiz erfolgt der Ausgleich durch Swissgrid in einem dreistufigen Prozess (primäre, sekundäre und tertiäre Regelenenergie). Dies geschieht zunächst auf dem nationalen Markt mit Vorrang für erneuerbare Energien. Swissgrid beschafft aber auch international: Hauptziel ist die Sicherstellung der Versorgungssicherheit für die Schweiz, die mit grenzüberschreitender Kooperation robuster gestaltet werden kann, weil mehr Anbieter aus unterschiedlichen Regionen ihren Beitrag zur Stabilisierung des Schweizer Netzes leisten können. Zusätzlich werden positive Preiseffekte erzielt. Als Regulator überwacht die ElCom diese internationalen Projekte mit.

Das Projekt PRL dient der gemeinsamen Beschaffung von primärer Regelleistung mit den nördlichen Nachbarländern der Schweiz. Im Jahr 2016 wurde die internationale Konsultation vorbereitet, welche allen relevanten Parteien die Gelegenheit zur Einbringung ihrer Interessen bietet. Zudem wurde der Projektbeitritt Frankreichs vorbereitet, von welchem eine breitere Absicherung der gemeinsamen Beschaffung erwartet wird.

Das Projekt TERRE verfolgt die internationale Beschaffung von Tertiärregelenenergie in einem Kreis süd-westeuropäischer Partner. Hier wurde die erste internationale Konsultation durchgeführt, die insbesondere auch bei Schweizer Anbietern auf grosse Resonanz gestossen ist. Wichtiges Ziel ist es, gemeinsame Produkte für den Markt zu entwickeln, um kritische Netzsituationen möglichst grossräumig abfedern zu können.

6.6 Internationale Gremien

In ihrem jährlichen Market-Monitoring-Bericht über die Binnenmärkte für Elektrizität und Gas wies ACER, wie schon in den vorangegangenen Jahren, darauf hin, dass die Nutzungseffizienz des elektrischen Verbundsystems in der EU zunimmt. Wegen der fehlenden Markteinbindung verzeichnet die Schweiz nach wie vor einen hohen gesellschaftlichen Verlust (vgl. Kapitel 6.1), während dieser in fast allen anderen Ländern beseitigt wurde. Die Effizienzeinbussen infolge ungeplanter Lastflüsse entwickeln sich aus Sicht der EU zu einem vorrangigen Problem. Sie behindern die Schaffung der Energieunion, die Ende November 2016 mit dem Vorschlag einer umfassenden Gesetzesrevision neu angestossen wurde. Das EU-Parlament und der Europäische Rat werden sich 2017/2018 damit befassen. Die Umsetzung soll 2020/2021 oder später erfolgen. Die ElCom hat sich an der Umfrage zum Bericht beteiligt.

Die ElCom beteiligte sich auch an anderen Tätigkeiten von ACER, bei denen sie Einfluss nehmen kann. Dieser beschränkt sich jedoch auf die ACER Electricity Working Group und ihre untergeordneten Arbeitsgruppen, in denen die ElCom Beobachterstatus hat. Der Beobachterstatus erlaubt auch die Beteiligung an Diskussionen zum Marktdesign und zur Ausgestaltung der Elektrizitätsmärkte. Eine verstärkte Einbindung hängt von den bilateralen Verhandlungen zwischen der Schweiz und der EU ab. Die Mitwirkung der ElCom im Rat der europäischen Energieregulierungsbehörden (Council of European Energy Regulators, CEER), dem sie als Beobachterin angehört, blieb bescheiden. Dennoch beteiligte sie sich an den Arbeiten zu einem Bericht über die Unabhängigkeit und die Befugnisse der Regulierungsbehörden, welcher frühere Arbeiten der OECD ergänzt.

7 Ausblick

Auch im Jahr 2017 wird für die ElCom die Versorgungssicherheit – insbesondere in mittel- und langfristiger Sicht – im Zentrum stehen. Die sich rasch ändernden Rahmenbedingungen innerhalb der Schweiz, insbesondere aber europaweit, verlangen nach einer Anpassung des aktuellen Marktdesigns. Mit dem Ausstieg aus der Kernkraft in mehreren europäischen Ländern wird in Zukunft der Austausch von Energie unter den Ländern Europas zunehmen. Für die Schweiz werden im Hinblick auf die langfristige Versorgungssicherheit – auf die System Adequacy – die Importrisiken zunehmen. Um diesen Risiken entgegenzuwirken, müssen neue Anreize für den Ausbau der inländischen Produktion geschaffen werden. Als Alternative dazu könnten angepasste politische Rahmenbedingungen dienen, um die Versorgungssicherheit langfristig zu gewährleisten. Der Netzausbau wird im Hinblick auf die Zukunft zentral sein, besondere Wichtigkeit kommen dabei den Transformatoren in Mühleberg sowie den Leitungen Bassecourt-Mühleberg zu. Kurzfristig verfolgt die ElCom das Ziel, die Versorgungssicherheit mindestens auf dem aktuellen hohen Niveau zu halten. Im Zusammenhang mit der Versorgungssicherheit wird es für die ElCom 2017 ein weiterer Schwerpunkt sein, das weitere Vorgehen nach der Volksabstimmung über die Energiestrategie 2050 zu analysieren und allfälligen Handlungsbedarf abzuleiten.

Nachdem die Testphase der Sunshine-Regulierung 2016 abgeschlossen wurde, wird diese 2017 als Regulierungsinstrument eingeführt. Für die Verteilnetzbetreiber ändert sich vorläufig wenig: Die Tests werden wie

bis anhin anhand der Beurteilung der fünf Dimensionen Versorgungsqualität, Netzkosten, Tarife, Dienstleistungsqualität und Compliance durchgeführt. Die Resultate werden in anonymisierter Form an die Netzbetreiber geschickt, eine öffentliche Publikation findet nicht statt. Ob und wann eine Publikation stattfinden wird, wird mit der Revision StromVG beschlossen werden.

Im Zusammenhang mit der Umsetzung des CKW-Urteils bzw. der Durchschnittspreis-Methode erwartet die ElCom 2017 die abschliessenden parlamentarischen Reaktionen. Sie werden massgebend sein, inwiefern Konsequenzen für jene wenigen Verteilnetzbetreiber entstehen, welche die Durchschnittspreis-Methode bis anhin nicht angewendet haben.

Das Monitoring des schweizerischen Stromgrosshandels MATCH wird 2017 in die operative Phase eintreten. Im MATCH-System gehen seit 2016 bei der ElCom täglich zwischen 40'000 und 45'000 Transaktionen, ohne OTC-Meldungen und Fundamentaldaten, ein.

Im Rahmen der strategischen Ziele der Bundesverwaltung im Bereich des Immobilienmanagements, die Organisationseinheiten möglichst in bundeseigenen Objekte zu unterbringen, wird das Fachsekretariat der ElCom an die Christoffelgasse in Bern umziehen. Geplant ist der Umzug im Dezember 2017.

Innerhalb der Kommission wird 2017 ein personeller Wechsel anfallen. Die ElCom wird zu gegebener Zeit darüber informieren.

8 Über die ElCom



Die Kommission von links nach rechts: Anne d'Arcy, Christian Brunner, Brigitta Kratz (Vizepräsidentin), Matthias Finger, Laurianne Altwegg, Antonio Taormina (Vizepräsident), Carlo Schmid-Sutter (Präsident)

Die ElCom hat die Aufgabe, den schweizerischen Strommarkt zu überwachen und sicherzustellen, dass das StromVG eingehalten wird. Als unabhängige staatliche Aufsichtsbehörde begleitet die Kommission den Übergang der monopolistisch geprägten Elektrizitätsversorgung hin zu einem wettbewerbsorientierten

Elektrizitätsmarkt. Dabei obliegt es der ElCom, die Strompreise in der Grundversorgung zu überwachen. Zudem überwacht sie, dass die Netzinfrastuktur weiterhin unterhalten und bei Bedarf ausgebaut wird, so dass auch in Zukunft die Versorgungssicherheit gewährleistet ist.

Die Kommission besitzt umfassende Kompetenzen zur Erfüllung insbesondere folgender Aufgaben:

- Sie überprüft die Rechtmässigkeit der Netznutzungsentgelte: Die Nutzung der Netze für die Netzdurchleitung wird im liberalisierten Energiemarkt über das Netznutzungsentgelt abgegolten.
- Sie kontrolliert die Elektrizitätstarife der festen Endverbraucher (sog. Grundversorgung, Haushalte und andere Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch unter 100 MWh) sowie all jener Endverbraucher, die auf den Netzzugang verzichten.
- Sie entscheidet bei Streitigkeiten im Zusammenhang mit dem freien Zugang zum Stromnetz: Grossverbraucher (mit Jahresverbrauch von mindestens 100 MWh) können seit 1. Januar 2009 ihren Stromlieferanten frei wählen.
- Sie entscheidet bei Streitigkeiten im Zusammenhang mit der KEV, die seit dem 1. Januar 2009 den Produzenten von erneuerbarer Energie ausbezahlt wird.
- Sie überwacht die Sicherheit der Stromversorgung und den Zustand der Stromnetze.
- Sie bestimmt die Verfahren für die Zuteilung von Netzkapazität bei Engpässen in grenzüberschreitenden Leitungen und koordiniert ihre Tätigkeit mit den europäischen Stromregulatoren.
- Sie übt eine umfassende Aufsicht über die nationale Netzgesellschaft (Swissgrid AG) aus, nachdem dieser das Eigentum am Übertragungsnetz übertragen worden ist (Entflechtung).
- Sie beaufsichtigt den Stromgrosshandel.

8.1 Organisation und Personelles

Die ElCom setzt sich aus fünf bis sieben unabhängigen, vom Bundesrat gewählten Kommissionsmitgliedern sowie dem Fachsekretariat zusammen. Sie untersteht keinen Weisungen des Bundesrates und ist von den Verwaltungsbehörden unabhängig.

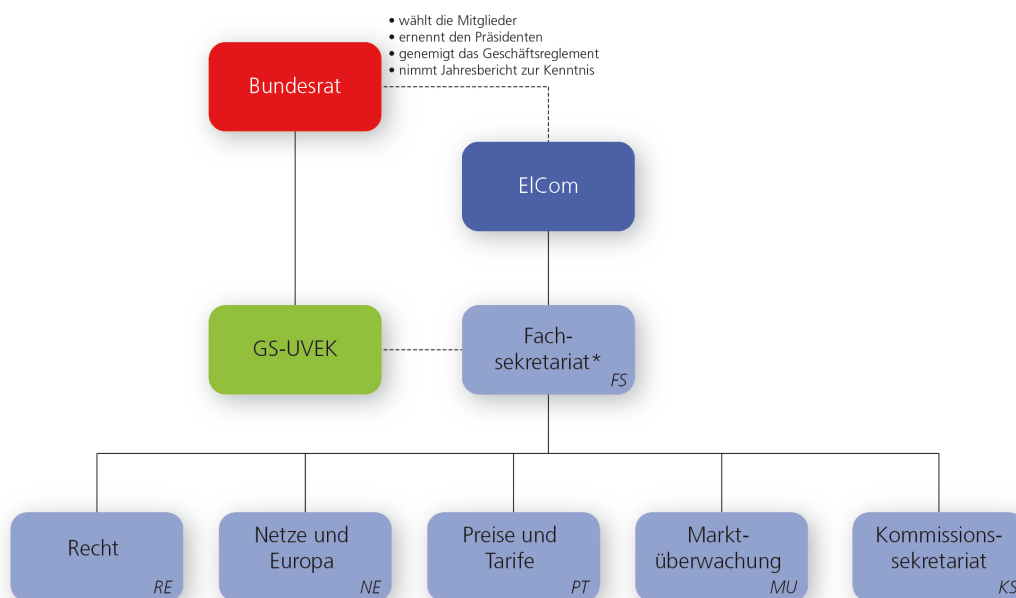


Abbildung 18: Das Organigramm der ElCom

8.1.1 Kommission

Die sieben Kommissionsmitglieder der ElCom sind von der Elektrizitätswirtschaft unabhängig. Sie üben ihre Tätigkeit im Nebenamt aus. Die Kommission tagt im Durchschnitt einmal monatlich im Plenum. Dazu kommen die Sitzungen der fünf Ausschüsse «Preise und Tarife», «Netze und Versorgungssicherheit», «Recht», «Internationale Beziehungen» sowie «Marktüberwachung».

Die Kommission setzte sich im Berichtsjahr wie folgt zusammen:

Präsident:

- Carlo Schmid-Sutter (seit 2007): Alt Ständerat, lic. iur., Rechtsanwalt und Urkundsperson

Vizepräsidentin und Vizepräsident:

- Brigitta Kratz (seit 2007): Dr. iur., LL.M., Rechtsanwältin und Lehrbeauftragte für Privatrecht an der Universität St. Gallen sowie Dozentin für Energierecht an der Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften ZHAW
- Antonio Taormina (seit 2014): Dipl. Math. ETHZ, ehem. Mitglied der Geschäftsleitung und Leiter des Geschäftsbereichs Energie West-Europa Alpiq

Mitglieder:

- Laurianne Altwegg (seit 2015): lic. en science politique, Verantwortliche für Energie, Umwelt & Landwirtschaft beim Westschweizer Konsumentenbund FRC
- Anne d’Arcy (seit 2007): Dr. rer. pol., Professorin für Corporate Governance and Management Control an der Wirtschaftsuniversität Wien
- Matthias Finger (seit 2007): Dr. en science politique, Professor für Management von Netzwerkindustrien an der EPFL

- Christian Brunner (seit 2014): Dipl. El.-Ing. ETHZ, ehem. Geschäftsführer Business Unit Alpiq Netze

Ausschüsse

Die Kommission arbeitete im Berichtsjahr in folgenden Ausschüssen:

Preise und Tarife

- Anne d’Arcy (Vorsitz)
- Laurianne Altwegg
- Christian Brunner
- Carlo Schmid-Sutter

Recht

- Brigitta Kratz (Vorsitz)
- Laurianne Altwegg
- Carlo Schmid-Sutter

Netze und Versorgungssicherheit

- Christian Brunner (Vorsitz)
- Matthias Finger
- Brigitta Kratz
- Carlo Schmid-Sutter

Internationale Beziehungen

- Antonio Taormina (Vorsitz)
- Matthias Finger
- Brigitta Kratz
- Christian Brunner

Marktüberwachung

- Matthias Finger (Vorsitz)
- Christian Brunner
- Carlo Schmid-Sutter
- Antonio Taormina

Rücktritte und Neuwahl

Im Berichtsjahr haben keine Rücktritte oder Neuwahlen stattgefunden.

Vertretung von Geschlechtern und Sprachregionen

In der ElCom sind drei Frauen und vier Männer vertreten, was einer Vertretung der Frauen von 43 Prozent entspricht. Die Zielgrösse des Bundes sind 30 Prozent – im Durchschnitt sind 39 Prozent der Mitglieder in den ausserparlamentarischen Kommissionen Frauen.

Im Weiteren sind folgende Sprachregionen in der ElCom vertreten: Deutsch vier, Französisch zwei und Italienisch eine Person. Dies ent-

spricht Anteilen von 57, 29 und 14 Prozent. Zielgrösse des Bundes ist eine Vertretung der lateinischen Sprachen (Französisch, Italienisch und Romanisch) von insgesamt 40 Prozent.

Die Verteilung bei den ausserparlamentarischen Kommissionen beträgt im Durchschnitt für Deutsch 65.1, für Französisch 25.5, für Italienisch 8.6 und für Romanisch 0.8 Prozent.

Kennzahlen zur Branche

Die ElCom überwacht den Stromgrosshandel und die Elektrizitätsbranche inklusive Swissgrid bezüglich Netznutzungstarife, Elektrizitätstarife der festen Endverbraucher, Versorgungssicherheit, Zustand der Stromnetze sowie Zuteilung von Netzkapazität bei Engpässen an den Grenzen.

Anzahl Netzbetreiber: rund 650

Anzahl Netzebenen: 7

Kilometer Stromnetze: Netzebene 1 – rund 6'750 km | Netzebene 3 – rund 9'000 km | Netzebene 5 – rund 44'000 km | Netzebene 7 – rund 142'000 km (Freileitungen und Kabel, inkl. Hausanschlüsse)

Transformatoren: Netzebene 2 – 146 | Netzebene 4 – 1'143 | Netzebene 6 – rund 59'000 (inkl. Masttrafos)

Umsatz total Netznutzungsentgelte: 3.4 Mia. Franken

Jährliche Investitionen: rund 1.5 Mia. Franken

Jährlicher Stromkonsum: 58 TWh

Produktion: 66 TWh

Stromimport: 42 TWh | **Stromexport:** 43 TWh

8.1.2 Fachsekretariat

Das Fachsekretariat unterstützt die Kommission fachlich und technisch, bereitet die Entscheide der Kommission vor und setzt diese um. Es leitet die verwaltungsrechtlichen Verfahren und führt die erforderlichen Abklärungen durch. Es ist von anderen Behörden unabhängig und untersteht ausschliesslich den Weisungen der Kommission. Administrativ ist das Fachsekretariat dem Generalsekretariat UVEK angegliedert. Das Kommissionssekretariat ist die Anlaufstelle der Kommission für die Öffentlichkeit, die Branche und die Medien. Es koordiniert die Tätigkeiten von Kommission und Fachsekretariat und unterstützt die Kommission administrativ.

Das Fachsekretariat zählte per 31.12.2016 43 Mitarbeitende (inkl. drei Praktikanten) in Voll- oder Teilzeitpensum. Umgerechnet entspricht dies 38.5 Vollzeitstellen («Full time equivalents, FTE»). Von den Mitarbeitenden sind 14 Frauen und 29 Männer. Das Durchschnittsalter aller Mitarbeitenden beträgt 40 Jahre. Die Amtssprachen sind wie folgt vertreten:

- Italienisch: 2 Mitarbeitende
- Französisch: 7 Mitarbeitende
- Deutsch: 34 Mitarbeitende



**Geschäftsführer
des Fachsekretariates
(43 Mitarbeitende)**

Renato Tami
lic. iur., Rechtsanwalt
und Notar



**Sektion Netze
und Europa
(8 Mitarbeitende)**

Michael Bhend
Dipl. Ing. ETHZ



**Sektion Preise
und Tarife
(12 Mitarbeitende)**

Stefan Burri
Dr. rer. pol.



**Sektion
Marktüberwachung
(5 Mitarbeitende)**

Cornelia Kawann
Dipl. Ing., Dr. techn., MBA



**Sektion Recht
(10 Mitarbeitende)**

Nicole Zeller
lic. iur., Rechtsanwältin



**Sektion
Kommissionssekretariat
(7 Mitarbeitende)**

Barbara Wyss
Dr. oec. publ.

8.2 Finanzen

Der ElCom stand im Berichtsjahr ein Budget von 12.2 Millionen Franken zur Verfügung. Effektiv ausgegeben wurden 10.4 Millionen Franken. Dieser Betrag deckte den gesamten Personal- und Betriebsaufwand der ElCom inkl. der Zusatzausgaben im Zusammenhang mit dem Aufbau der Marktüberwachung.

Den Ausgaben stehen Einnahmen in der Höhe von 5.3 Millionen Franken gegenüber, die von Swissgrid als Aufsichtsabgabe für die Zusammenarbeit der ElCom mit ausländischen Behörden sowie von den Parteien über Verfahrensgebühren finanziert wurden.

8.3 Veranstaltungen

ElCom-Forum 2016

Am 18. November fand in Winterthur das siebte ElCom-Forum statt. Die Veranstaltung ging der Frage «Ist die Schweizer Stromversorgung gesichert?» nach. Hochkarätige Rednerinnen und Redner legten in Referaten ihre Sicht dar und diskutierten in einer angeregten Podiumsdiskussion vor einem Publikum mit

über 300 Fachleuten. Einig schien sich die Branche im Punkt, dass die Herausforderungen im Hinblick auf die Versorgungssicherheit – insbesondere mittel- und langfristig – gross sind.

Das nächste ElCom-Forum wird am Freitag, 17. November 2017 in Lausanne stattfinden.

Informations-Veranstaltungen für die Netzbetreiber

Die ElCom hat auch im Berichtsjahr an verschiedenen Standorten in der Schweiz zehn Informations-Veranstaltungen durchgeführt. Die zentralen Themen waren die Sunshine Regulierung, Netzkosten sowie aktuelle rechtliche Fragen. Zudem hat das BFE wichtige Entwicklungen der Schweizer Energiepolitik präsentiert. Insgesamt nahmen rund 700 Personen an den Veranstaltungen teil. Diese wurden zum Selbstkostenpreis angeboten. Sowohl für die Teilnehmer wie auch für die

Mitarbeitenden der ElCom und des BFE bildeten diese Anlässe eine willkommene Gelegenheit, sich fachlich auszutauschen.

Neben den Informations-Veranstaltungen wurde im Berichtsjahr ein spezieller Kurs zum Reporting der Kostenrechnungen für die Netzbetreiber durchgeführt. An dieser Veranstaltung hatten die Netzbetreiber Gelegenheit, vertiefte Detailfragen zum Ausfüllen und zur Struktur der Kostenrechnung zu stellen.

Workshop Marktüberwachung

Wie bereits im Vorjahr fand auch 2016 ein Workshop des Fachbereichs Marktüberwachung der ElCom in Bern statt (Januar).

Fokusthema war die EU-Verordnung über die Integrität und Transparenz des Energie-grosshandelmarkts REMIT.

9 Anhang

9.1 Geschäftsstatistik

Im Jahr 2016 sind insgesamt 406 neue Fälle eingegangen. Davon betrafen nicht ganz die Hälfte Gesuche für Netzverstärkungen. Von diesen Fällen konnten bereits im Berichtsjahr 197 Fälle erledigt werden – dies entspricht einem Verhältnis bezogen auf das Eingangsjahr von 49 Prozent. Insgesamt konnten im Jahr 2016 426 Fälle erledigt werden. Im Jahr 2016 wurde damit nach 2015 wiederum eine Abarbeitungsquote von über 100 Prozent erreicht.

diesen handelt es sich um Anfragen, welche über das Kontaktformular der ElCom Webseite oder per Mail eintreffen, und bei denen es sich um Routinefragen handelt – solche Anfragen erfordern meist einen Bearbeitungsaufwand, der wenige Stunden oder Tage dauert. In seltenen Fällen führen einfache Anfragen zu Verfahren. Im Jahr 2016 sind 241 solche einfache Anfragen eingegangen. Diese konnten – bis auf zwei Anfragen – ebenfalls vollständig abgearbeitet werden (99 Prozent).

Seit 2016 wird auch die Anzahl der sogenannten «Einfachen Anfragen» systematisch erhoben. Bei

Art des Geschäfts	Übertrag aus Vorjahren	Eingang 2016	Erledigt 2016	Übertrag ins 2017
Spezifische Eingaben Tarife	74	71	107	38
Kostendeckende Einspeisevergütung	69	63	102	30
Netzverstärkungen	95	166	179	82
Restliche Fälle	214	106	268	52
Total	452	406	656	202
Einfache Anfragen	n. a.	241	239	2
Total inkl. einfache Anfragen	452	647	895	204

Tabelle 7: Geschäftsstatistik der ElCom für das Jahr 2016

9.2 Beschwerdestatistik

Im Jahr 2016 wurden insgesamt 194 Verfügungen erlassen. Davon entfällt ein erheblicher Teil auf Gesuche für Netzverstärkungen. Im Total über die Jahre 2008–2016 wurden insgesamt 848 Verfügungen erlassen. Von

diesen Verfügungen sind insgesamt 723 Verfügungen nicht angefochten worden und damit rechtskräftig. Die übrigen wurden an das Bundesverwaltungsgericht (BVGer) oder das Bundesgericht weiter gezogen.

	Keine Beschwerde	Beschwerde an BVGer	Beschwerde an BGer
848 erlassene Verfügungen 2008–2016	723	93	32

Tabelle 8: Erlassene Verfügungen und Beschwerden 2008–2016

9.3 Sitzungsstatistik

Die Mitglieder der ElCom beraten sich an monatlich einberufenen Plenarsitzungen. Dazu kommen Sitzungen der fünf Ausschüsse sowie Workshops und andere Sondersitzungen. Im Berichtsjahr haben die ElCom-Mitglieder – in

unterschiedlicher Zusammensetzung – an insgesamt 14 Ganztages- und 32 Halbtagesitzungen im Inland teilgenommen. Einmal pro Jahr trifft sich die ElCom zu ihrer Retraite und sucht vor Ort den Kontakt mit den Netzbetreibern.

9.4 Publikationen

Weisungen

30.08.2016	Anrechenbarkeit der Stromqualität für Wirkverluste
17.11.2016	Pflicht der Netzbetreiber zur Erfassung und Einreichung der Daten über die Versorgungsqualität im Jahr 2017
22.12.2016	Abrechnungsmethodik für SDL und EnG-Zuschläge

Mitteilungen

17.02.2016	Revision FMG Vernehmlassung Elektrizitätskommission
28.04.2016	Mitteilung Tarifwirksamkeit von ausserordentlichen Abschreibungen
19.09.2016	Mitteilung Rückliefervergütung gemäss Art. 7 Abs.2 Energiegesetz
22.12.2016	Zuordnung der Kosten des Energieportfolios eines Verteilnetzbetreibers auf die Endverbraucher in der Grundversorgung

Berichte und Studien

09.06.2016	Bericht zur Stromversorgungssicherheit der Schweiz 2016
09.06.2016	Sonderbericht zur Versorgungssituation Winter 2015/2016
16.08.2016	Bericht zur Stromversorgungsqualität 2015

9.5 Abkürzungen und Glossar

ACER	EU Agency for the Cooperation of Energy Regulators
Ausgleichsenergie	Elektrizität, die zum Ausgleich der Differenz zwischen dem effektiven Bezug (bzw. der Lieferung) einer Bilanzgruppe und deren Bezug (bzw. deren Lieferung) nach Fahrplan in Rechnung gestellt wird.
BFE	Bundesamt für Energie
Bilanzgruppe	Rechtlicher Zusammenschluss von Teilnehmern am Elektrizitätsmarkt, um gegenüber der nationalen Netzgesellschaft eine gemeinsame Mess- und Abrechnungseinheit innerhalb der Regelzone Schweiz zu bilden.
Bilanzmanagement	Massnahmen zur ständigen Aufrechterhaltung der elektrischen Energie- und Leistungsbilanz im Elektrizitätssystem; dazu gehören insbesondere Fahrplanmanagement, Messdatenmanagement und Bilanzausgleichsmanagement.
BWL	Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung
CEER	Council of European Energy Regulators; Conseil des régulateurs européens de l'énergie
CBCA	Cross Border Cost Allocation
Day-Ahead-Handel	Handel von Energie am Vortag der effektiven Lieferung oder des Bezugs.
EIV	Einmalvergütung
ElCom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
Endverbraucher	Kunden, die Elektrizität für den eigenen Verbrauch kaufen. Ausgenommen hiervon ist der Elektrizitätsbezug für den Eigenbedarf eines Kraftwerkes sowie für den Antrieb von Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken.
EnG	Energiegesetz
Engpassmanagement	Gewährleistet durch präventive (z. B. NTC-Bestimmung, Kapazitätsauktionen) und operationelle Massnahmen (z. B. Redispatch, Reduktionen), dass ein sicherer Netzbetrieb aufrechterhalten werden kann.

ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ESTI	Eidgenössisches Starkstrominspektorat
EU	Europäische Union
FEN	Forschungsstelle Energienetze der ETH Zürich
HHS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
Intraday-Handel	Im Intraday-Handel werden nach Schluss des Day-Ahead-Handels noch kurzfristige Geschäfte getätigt, um beispielsweise auf Abweichungen der Last von der Prognose oder auf Ausfälle von Kraftwerksblöcken reagieren zu können und die Fahrplanabweichung zu reduzieren.
KEV	Kostendeckende Einspeisevergütung
kWp	Kilowatt-Peak
MS	Mittelspannung
N-1 Sicherheitskonzept	Das N-1 Sicherheitskonzept stellt sicher, dass bei einem beliebigen Ausfall eines Netzelements die verbleibenden Netzelemente nicht einen unzulässigen Belastungswert erfahren. Die Berechnungen der N-1-Belastungswerte werden vorgängig in einer Simulation durchgeführt.
NB	Netzbetreiber
NE1 bis NE7	Netzebenen 1 bis 7
Net Transfer Capacity	(NTC) Maximales Austauschprogramm zwischen zwei Netzgebieten, das mit den Sicherheitsstandards beider Gebiete vereinbar ist und die technischen Unsicherheiten zukünftiger Netzsituationen berücksichtigt.
Netznutzung	Physikalische Benutzung eines Netzsystems aufgrund von Einspeisung oder Entnahme elektrischer Energie.
Netzzugang	Recht auf Netznutzung, um von einem Lieferanten freier Wahl Elektrizität zu beziehen oder Elektrizität in ein Netz einzuspeisen.

NS	Niederspannung
OCDE/OECD	Organisation de Coopération et de Développement Economiques; Organisation for Economic Cooperation and Development
PGV	Plangenehmigungsverfahren
PV	Photovoltaik
Regelenergie	Automatischer oder von Kraftwerken abrufbarer Einsatz von Elektrizität zur Einhaltung des geplanten Elektrizitätsaustausches und zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebes.
Regelzone	Gebiet, für dessen Netzregelung die nationale Netzgesellschaft verantwortlich ist. Die Regelzone wird physikalisch durch Messstellen festgelegt.
REMIT	Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency – Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency; Règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie; Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts
RRMs	Registered Reporting Mechanisms
SAIDI	Der System Average Interruption Duration Index (SAIDI) entspricht der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer eines Endverbrauchers in einem Stromversorgungssystem.
SAIFI	Der System Average Interruption Frequency Index (SAIFI) entspricht der durchschnittlichen Unterbrechungshäufigkeit eines Endverbrauchers in einem Stromversorgungssystem.
StromVG	Stromversorgungsgesetz
StromVV	Stromversorgungsverordnung
SÜL	Sachplan-Übertragungsleitungen

Systemdienstleistungen, SDL	Die für den sicheren Betrieb der Netze notwendigen Hilfsdienste. Diese umfassen insbesondere Systemkoordination, Bilanzmanagement, Vorhaltung von Regelleistung, Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit von Erzeugern, Spannungshaltung (inkl. Anteil Blindenergie), betriebliche Messungen und Ausgleich der Wirkverluste.
TSO	Transmission System Operator
Übertragungsnetz	Elektrizitätsnetz, das der Übertragung von Elektrizität über grössere Distanzen im Inland sowie dem Verbund mit den ausländischen Netzen dient und in der Regel auf der Spannungsebene 220/380 kV betrieben wird. Zum Übertragungsnetz gehören insbesondere auch: a) Leitungen inklusive Tragwerke; b) Kuppeltransformatoren, Schaltanlagen, Mess-, Steuer- und Kommunikationseinrichtungen; c) gemeinsam mit anderen Netzebenen genutzte Anlagen, die mehrheitlich im Zusammenhang mit dem Übertragungsnetz genutzt werden oder ohne die das Übertragungsnetz nicht sicher oder nicht effizient betrieben werden kann; d) Schaltfelder vor dem Transformator beim Übergang zu einer anderen Netzebene oder zu einem Kraftwerk.
UVEK	Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
Verteilnetz	Elektrizitätsnetz hoher, mittlerer oder niederer Spannung zum Zwecke der Belieferung von Endverbrauchern oder Elektrizitätsversorgungsunternehmen.
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
WACC	Weighted Average Cost of Capital – Die Netznutzungsentgelte sind eine wesentliche Komponente des Strompreises. Sie setzen sich zusammen aus den Betriebskosten und den Kapitalkosten. Für das Kapital, das in den vorhandenen Stromnetzen steckt oder das in neue Stromnetze investiert werden soll, hat der Kapitalgeber Anspruch auf eine Verzinsung. Diese wird in einem kalkulatorischen Zinssatz festgesetzt, dem WACC.



