



Tätigkeitsbericht der ElCom 2018



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom

Impressum

Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom
Christoffelgasse 5, CH-3003 Bern
Tel. +41 58 462 58 33 · Fax +41 58 462 02 22
info@elcom.admin.ch · www.elcom.admin.ch

Bilder

BKW AG (Seite 1, 17)
Swissgrid AG (Seite 6)
Axpo Holding AG (Seite 28)
fotolia (Seite 44, 51)
ElCom / www.bildkultur.ch (Seite 59, 63)

Auflage

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

Erscheint in deutscher, französischer, italienischer und englischer Sprache · 6/2019

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	Bericht zur Versorgungssicherheit	8
2.2.2	Rückblick auf den Winter 2017/2018	9
2.2.3	Situation im Winter 2018/2019	10
2.2.4	Studie zur Adequacy 2025	10
2.3	Ungeplante Flüsse	11
2.4	Cyber-Sicherheit	11
2.5	Qualität der Versorgung	12
2.5.1	Verfügbarkeit des Netzes	12
2.5.2	Importkapazität	13
2.5.3	Exportkapazität	14
2.5.4	Nachrüstung dezentraler Energieerzeugungsanlagen	15
2.6	Systemdienstleistungen	15
3	Die Netze	17
3.1	Fakten und Zahlen der Schweizer Stromnetze	17
3.2	Netzausbau und Netzplanung	23
3.2.1	Mehrjahresplanung Übertragungsnetz	23
3.2.2	Mehrjahresplanung Verteilnetz	23
3.2.3	Beteiligung an Sachplan- und Plangenehmigungsverfahren	24
3.3	Investitionen in Netzinfrastruktur	24
3.3.1	Investitionen ins Übertragungsnetz	24
3.3.2	Investitionen ins Verteilnetz	25
3.4	Netzverstärkungen	25
3.5	Nationale Netzgesellschaft	27
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	30
4.3	Tarife Übertragungsnetz	32
4.4	Tarife Verteilnetz	33
4.5	Prüfungen zu Tarifen	37
4.6	Gerichtspraxis	39
4.7	Sunshine-Regulierung	39
4.8	Messwesen	40
4.9	KEV und Einmalvergütung	42
5	Marktüberwachung	44
5.1	Markttransparenz im Stromgrosshandel	44
5.2	Marktüberwachung 2018 in Zahlen	45
5.3	Analyse Capacity Withholding	46
5.4	Einführung von XBID, Ausserbetriebnahme von FITS	48
6	Internationales	51
6.1	Engpassmanagement	51
6.2	Grenzkraftwerke	53
6.3	Merchant Lines	54
6.4	Auktionserlöse	54
6.5	Internationale Plattformen für Regelenergie	55
6.6	Internationale Gremien	56
7	Ausblick	58
8	Über die ElCom	59
8.1	Organisation und Personelles	61
8.1.1	Kommission	61
8.1.2	Fachsekretariat	63
8.2	Finanzen	64
8.3	Veranstaltungen	64
9	Anhang	65
9.1	Geschäftsstatistik	65
9.2	Sitzungsstatistik	65
9.3	Publikationen	66
9.4	Abkürzungen und Glossar	67

1 Vorwort des Präsidenten



Carlo Schmid-Sutter

Präsident der ElCom

Für das Stromjahr 2018 lässt sich aus regulatorischer Sicht eine durchwegs positive Bilanz ziehen: Im Vergleich zu den Vorjahren herrschte während des ganzen Jahrs – auch im Winter – eine entspannte Versorgungssituation, die Strompreise waren stabil und in der Politik wurden die zentralen energiepolitischen Anliegen diskutiert und adressiert.

Die Versorgungssituation war sowohl netz- wie energieseitig entspannt, trotz kalter Temperaturen im Februar und März. Die Produktionsverfügbarkeit war hoch, während des ganzen Jahres waren sämtliche Kernkraftwerke in der Schweiz am Netz – ausser Beznau 1 und für kurze Zeit Leibstadt. Die Laufwasserkraftwerke produzierten viel Energie aufgrund von hohen Wasserpegeln und auch die Füllstände der Speicherseen waren im Vergleich zum Vorjahr auf einem höheren Niveau.

Für das Monitoring der mittel- und langfristigen Versorgungssicherheit haben wir im Frühsommer die Studie zur Adäquanz 2025 abgeschlossen und die Resultate publiziert. Aufgrund der Studien sind wir zum Schluss gekommen,

dass für ein wahrscheinliches Szenario für das Jahr 2025 die Versorgung in der Schweiz gewährleistet ist und wir dem Bundesrat keine Massnahmen nach Artikel 9 des Stromversorgungsgesetzes vorschlagen müssen.

In Stressszenarien, beispielsweise wenn Frankreich Probleme mit den Kernkraftwerken hätte und gleichzeitig bei uns Leibstadt und Gösgen ausser Betrieb wären, akzentuiert sich die Situation. Obwohl die Eintrittswahrscheinlichkeit für ein solches Szenario gering ist, haben wir die Empfehlung ausgesprochen, vorbereitende Massnahmen für einen solchen Fall zu treffen – beispielsweise in Form einer strategischen Reserve. Zudem haben wir im Hinblick auf zunehmende Importe angeregt, dass auch in Zukunft ein substantieller Teil der Energie in der Schweiz produziert werden soll.

Ein ähnlich stabiles Bild wie bei der Versorgungssituation zeigt sich bei den Tarifen. 2019 stiegen die Tarife für einen durchschnittlichen Haushalt in der Schweiz gegenüber 2018 um lediglich 0.1 Rappen auf 20.4 Rappen pro Kilowattstunde. Während die Netznutzungstarife leicht sinken, steigen die Energietarife um 0.2 Rappen auf 7.4 Rp./kWh an. Die KEV bleibt auf ihrem gesetzlichen Maximum von 2.3 Rp./kWh.

Trotz stabiler Tarife wurde im Berichtsjahr auf medialer und im Anschluss auch auf politischer Bühne wiederholt auf die grossen Differenzen bei den Netztarifen hingewiesen. So variieren Netztarife in der Schweiz je nach Kanton tatsächlich beträchtlich zwischen 7.9 Rp./kWh und 12.8 Rp./kWh. Geht man einen Schritt weiter und betrachtet einzelne Netzbetreiber, sind diese Unterschiede noch grösser und zeigen Tarife von null bis knapp 19 Rp./kWh.

Es sind verschiedene Faktoren, die bei Netzbetreibern zu unterschiedlichen Netztarifen führen können. Auf der einen Seite gibt es Fakto-

ren, welche die Netzbetreiber nicht beeinflussen können: Topografie, Siedlungs- und Energiedichte, unterschiedliche Lastprofile und teilweise auch Kraftwerkskonzessionen. Letztere führen zu den berühmten Netznutzungstarifen bei oder nahe null. Auf der anderen Seite gibt es Faktoren, welche von den Netzbetreibern und den Eigentümern selbst beeinflusst werden können. Dazu gehören die Effizienz und ein unterschiedliches Gewinnstreben: ob ein Service-Public-Gedanke im Vordergrund steht oder eine reine Gewinnmaximierung.

Die oft zitierte synthetische Bewertung und die Aufwertung von historisch bewerteten Netzen gehören zur Kategorie unterschiedliches Gewinnstreben. Beide Methoden wurden vom Bundesgericht gutgeheissen. Die Auswirkungen auf die Tarife sind beachtlich: Im Verteilnetz sind noch heute neun Prozent der Restwerte synthetisch hergeleitet, was die «anrechenbaren» Kapitalkosten mit 160 Millionen Franken pro Jahr belastet. Und dies, obwohl nur die Hälfte aller Netzbetreiber ihr Netz synthetisch bewertet hat. Die Möglichkeit zur Aufwertung historisch bewerteter Netze wurde zum Zeitpunkt der Einführung des StromVG von rund 90 Prozent der Netzbetreiber genutzt. Wie viel diese Aufwertungen bis heute kosteten, ist der ElCom nicht bekannt. Positiv festzuhalten ist, dass heutzutage sowohl die synthetische Bewertung als auch die Aufwertung nur noch Phänomene historischer Natur sind, und beide nicht mehr zur Anwendung kommen, aber noch viele Jahre nachwirken.

Die Frage, ob die genannten Netztariffdifferenzen legitim sind, hat nicht die ElCom zu beurteilen. Das muss die Politik machen. Die ElCom prüft, ob die Tarife legal sind. Es liegt in der Natur des Cost-Plus-Regulierungssystems, dass die individuelle Kostenstruktur des einzelnen Netzbetreibers relevant ist. Das Netz muss zwar effizient sein – diese Effizienz kann aber bei unterschiedlichen Netzbetrei-

bern einen unterschiedlichen Mitteleinsatz erfordern. Wenn die Differenzen der Netztarife als zu gross empfunden werden, obwohl der Regulator die Netzkosten als gesetzeskonform anerkannt hat, können die Kantone und der Bundesrat geeignete Massnahmen zur Angleichung angehen. Bis heute wurden keine solchen Massnahmen ergriffen.

Wie es in Zukunft mit den Netztarifen und deren Regulierung weitergeht, ist zurzeit schwer vorhersehbar. Entweder wird die Cost-Plus-Regulierung ausgebaut und mit der Sunshine-Regulierung ergänzt. Dabei werden durch wenige, verständliche und aussagekräftige Indikatoren die Netzbetreiber miteinander verglichen. Mit der anstehenden Revision StromVG soll die nötige rechtliche Grundlage für die Publikation dieser Daten geschaffen werden. Eine zweite Möglichkeit, sollte die Sunshine-Regulierung nicht den gewünschten Erfolg bringen, wäre eine Anreizregulierung. Hierbei sehen wir allerdings erhebliche Risiken. Einerseits besteht die grosse Gefahr, dass zu wenig investiert wird. Zudem würde diese Umstrukturierung zu Rechtsunsicherheit und langen Gerichtsverfahren führen, was für den Regulator und die Netzbetreiber einen grossen zusätzlichen Aufwand bedeutet. Der Blick ins Ausland zeigt schliesslich, dass eine Anreizregulierung häufig nicht zu sinkenden Netzpreisen führt. Aus diesen Gründen sind wir der Meinung, dass das Festhalten am Status Quo mit einigen Anpassungen, wie der Sunshine-Regulierung, der bessere Weg ist.

Ich wünsche Ihnen mit dem vorliegenden Tätigkeitsbericht eine spannende Lektüre und einen umfassenden Einblick in die Tätigkeiten der ElCom.



2 Versorgungssicherheit



Transformatoren spielen für den zunehmenden Stromimport in die Schweiz eine zentrale Rolle. Sie koppeln das europäische Übertragungsnetz von 380 Kilovolt auf das schweizerische Übertragungsnetz mit 220 Kilovolt. Im Bild ein Phasenschiebertransformator des Unterwerks Beznau.

Die System-Adäquanz – die langfristige Versorgungssicherheit – stand 2018 im Fokus der Arbeiten der ElCom. Geschäftsführer Renato Tami nimmt Stellung zu den wichtigsten Erkenntnissen aus den publizierten Studien und erläutert die daraus abgeleiteten Schlüsse der ElCom.

Die ElCom hat an einer Pressekonferenz Ende Mai verkündet, dass gemäss der Adequacy Studien die Versorgungssituation kurz- und mittelfristig gewährleistet sei. Ist also auch der 2019 geplante Ausstieg Mühleberg kein Problem für die Versorgungssicherheit in der Schweiz?

Das ist korrekt: Aus den Adäquanz-Studien 2020 und 2025 geht hervor, dass die Versorgungssicherheit kurz- und mittelfristig gewährleistet ist. Auch unter der Berücksichtigung von gewissen Stressoren. Wenn sämtliche Kernkraftwerke in der Schweiz am Netz sind, die Situation in Europa stabil und damit die Importverfügbarkeit hoch ist, haben wir ohne Mühleberg auch 2025 kein Problem für die Versorgungssicherheit. Die Ergebnisse der Berechnungen zeigen allerdings, dass die Anfälligkeit der Versorgungssicherheit insbesondere mit der

Ausserbetriebnahme von mehreren Schweizer Kernkraftwerken stark zunehmen wird.

Langfristig sieht die Situation laut der ElCom weniger erfreulich aus. In Stressszenarien sei die Versorgungssicherheit teilweise gefährdet. Wie muss man sich eine solche Gefährdung vorstellen, was heisst dies konkret?

Wenn nun entgegen dem von uns berechneten Basisszenario Stressfaktoren hinzukommen, wenn beispielsweise in einem kalten Winter aufgrund einer technischen Störung Frankreich nur eingeschränkt Zugriff auf den Produktionspark hat, hat dies Auswirkungen auf unseren Import und damit auf die Schweizer Versorgungssicherheit. Wenn dann bei uns die Produktion zusätzlich tief ist – z. B. keine KKW in der Schweiz mehr am Netz, tiefe Füllstände der Speicherseen und wenig Produktion aus

Laufwasserkraft – spitzt sich die Situation zu. Schlimmstenfalls käme es zu Lastabwürfen. Damit wir dieses Risiko für die Schweiz minimieren können und die Situation auch in Zukunft stabil bleibt, fordern wir neben einer strategischen Reserve auch die Schaffung von gesetzlichen Anreizen im Stromversorgungsgesetz zum Erhalt der inländischen Winterproduktion.

Sie begrüssen also eine strategische Reserve, sagen aber, dass dies alleine nicht genüge und fordern weitere Massnahmen. Wie sieht eine solche Massnahme konkret aus? Und: Wer bezahlt sie?

Wir begrüssen, dass das Bundesamt für Energie im Rahmen der Revision des Stromversorgungsgesetzes die Etablierung einer strategischen Reserve vorschlägt. Dieses Instrument könnte die Versorgung bei kurzfristigen, punktuellen Gefährdungen unterstützen. Allerdings fordern wir zusätzliche gesetzliche Rahmenbedingungen, damit im Bedarfsfall strukturelle Massnahmen zur Aufrechterhaltung der inländischen Winterproduktion ohne Zeitverlust an die Hand genommen werden können.

Konkret heisst dies, dass bei der Ausserbetriebnahme der Schweizer Kernkraftwerke im Winter Ersatzkapazitäten bereitstehen müssen oder alternativ der Import gewährleistet sein muss. Den Import aus den Nachbarländern können wir aber nur indirekt beeinflussen. Bezüglich Ersatzkapazitäten haben wir uns stets auf den Standpunkt gestellt, dass wir technologieutral sind und daher keine Empfehlungen für bestimmte Instrumente abgeben. Es liegt an der Politik, die Evaluationen durchzuführen.

Die Frage der Finanzierung ist interessant und muss ebenfalls von der Politik in Absprache mit den EVU adressiert werden. Klar ist, dass solche Massnahmen etwas kosten. Es ist aber ebenso klar, dass Anreize für Investitionen geschaffen werden müssen. Dies muss bei der Kosten-Risiko-Analyse berücksichtigt werden. Wenn mit Massnahmen die Versorgungs-

sicherheit langfristig gewährleistet werden kann, lohnt sich in unseren Augen eine Investition grundsätzlich. Natürlich darf dabei der Aspekt der Kosteneffizienz bei der Lösungswahl nicht vernachlässigt werden.

Stichwort Stromabkommen: Es ist noch immer unklar, ob das Stromabkommen zwischen der Schweiz und der EU zu Stande kommt. Falls nicht: Welche Folgen hätte dies für die Schweizer Versorgungssicherheit?

Voraussetzung der EU für ein Stromabkommen mit der Schweiz ist das Rahmenabkommen. Ohne Stromabkommen fehlt der Schweiz bei zentralen Entscheidungen und Gremien oft ein Mitspracherecht. Für die Versorgungssicherheit wäre ein Stromabkommen unter anderem für die Netzstabilität wünschenswert.



« Auch mit einem Stromabkommen sind nicht sämtliche Probleme der Schweizer Versorgungssicherheit gelöst. »

Renato Tami
Geschäftsführer der ElCom

Ungeplante Lastflüsse, welche beim Handel von Deutschland nach Frankreich anfallen, belasten beispielsweise das Schweizer Stromnetz. Mit einem Stromabkommen hätte die Schweiz die Möglichkeit, an der flussbasierten Marktkopplung teilzunehmen und solche Themen zu adressieren. Das heisst aber nicht, dass mit einem Stromabkommen sämtliche Probleme der Schweizer Versorgungssicherheit gelöst wären. Ohne Abkommen müssen die Herausforderungen auf andere Art und Weise angegangen werden.

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.

Um diesen Auftrag zu erfüllen, beobachtet die ElCom die mittel- bis langfristige Versorgungssicherheit mittels eines umfassenden Monitorings in den Bereichen Netze, Produktion, Preise und Tarife sowie Umfeld. Die nachfolgenden Kapitel zeigen für das Berichtsjahr bedeutende Ergebnisse dieses Monitorings.

2.2 Die Versorgungssicherheit im Rück- und Ausblick

2.2.1 Bericht zur Versorgungssicherheit

Anlässlich des Berichts 2016 wurde insbesondere Handlungsbedarf in den Bereichen Produktion und beim Netzausbau identifiziert. In den Jahren 2016 und 2017 konnte die Transformationsebene (in Beznau, Romanel und Veytaux) zwischen der 380- und 220-Kilovolt-Ebene verstärkt werden. Mit der Installation des neuen Transformators in Mühleberg wurde 2017 begonnen, die Verstärkung des Transformators in Laufenburg ist per 2019 geplant. Weiter kann der langjährig umstrittene Teilabschnitt zwischen Chamoson und Chippis aufgrund eines höchstgerichtlichen Urteils nun realisiert werden. Die Verfahren für die Spannungserhöhung der kritischen Netzabschnitte zwischen Chippis und Bickigen sowie Bassecourt und Mühleberg konnten eröffnet werden. Aufgrund dieser konkreten Fortschritte erscheint der Netzausbau im Vergleich zum Bericht 2016 etwas weniger kritisch. Es bleibt aber weiterhin zu betonen, dass diverse Leitungsprojekte durch Einsprachen blockiert sind und dadurch weiter verzögert werden. 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).

Unverändert im Fokus bleibt die Frage der Produktion. Gestützt auf den identifizierten Handlungsbedarf hat die ElCom 2017 zusätzliche Abklärungen zur System-Adäquanz initiiert. In einem ersten Schritt wurde die Versorgungssicherheit im Jahr 2020, in einem zweiten jene im Jahr 2025 untersucht. Die detaillierten Ergebnisse und Schlussfolgerungen der ElCom sind in den beiden Berichten zur System-Adäquanz einsehbar (vgl. auch Kapitel 2.2.4).

Neu im Fokus steht die Entwicklung des nationalen und internationalen Rechtsrahmens. Auf internationaler Ebene werden nach der Inkraftsetzung der Kodizes die bislang privatrechtlich ausgehandelten Regeln zum Verbundbetrieb systematisch auf Basis des EU-

Rechts implementiert. Wenn die Schweiz nach der Erarbeitung der relevanten Methodologien vor einen fait accompli gestellt wird, ist die Wahrnehmung der Schweizer Interessen nur noch begrenzt möglich. Mit Blick auf die Versorgungssicherheit ist diese Entwicklung kritisch, weil auch technische Sachverhalte nur noch bei Bedarf in Abstimmung mit der Schweiz geregelt werden. Dies kann die Netzsicherheit beeinträchtigen (Kapazitätsberechnungen) und damit auch weitreichende energiewirtschaftliche Konsequenzen (Importverfügbarkeit) haben. Ein Stromabkommen zwischen der Schweiz und der EU würde aus

regulatorischer Sicht helfen, die grenzüberschreitenden Belange systematischer zu regeln. Die Wahrnehmung und Durchsetzung schweizerischer Interessen dürfte mit einem Abkommen einfacher werden. Dies kann in denjenigen Fällen hilfreich sein, bei denen die Entscheidungen de facto schon heute nicht oder nur beschränkt von der Schweiz beeinflusst werden können. Allerdings besteht auch bei einem Abschluss eines Stromabkommens keine Gewähr, dass die Interessen der Schweiz in jedem Fall besser oder gar vollumfänglich durchgesetzt werden können.

2.2.2 Rückblick auf den Winter 2017/2018

Der Winter 2017/2018 war temperaturmässig im landesweiten Mittel normal, die Wasserreserven waren am Winteranfang gut gefüllt, Importe im Durchschnitt auf hohem Niveau möglich und die Versorgungssicherheit in der Schweiz entsprechend weitgehend entspannt.

Der Stromverbrauch nimmt bei tieferen Temperaturen wegen der Elektroheizungen zu. Im Februar gab es winterliche Temperaturen und eine Kältewelle zu Monatsende in der Schweiz und in allen Nachbarländern. Diese brachte Lastspitzen von bis zu 10.2 GW in der Schweiz und 92.8 GW in Frankreich. Dabei war Frankreich in den letzten drei Februartagen auf Importe angewiesen und setzte gar die Kapazitätsvergabe für Exporte in Richtung Schweiz teilweise aus.

Die Produktion aus französischer Kernkraft war am Anfang des Winters mit rund 30 Prozent nichtverfügbaren Anlagen erheblich reduziert. Im Dezember führte die erhöhte Nachfrage in Frankreich und Italien zu einer überdurchschnittlichen Beanspruchung der Schweizer

Wasserreserven. Das Kernkraftwerk Leibstadt konnte am 19. Dezember nach längerem Ausfall wieder den Leistungsbetrieb aufnehmen.

In den Bergen brachte der Winter reichlich Schnee. Auch wegen der intensiven Niederschläge im Januar lagen die Schneereserven im Februar auf dem saisonalen Höchststand der letzten 20 Jahre. Dies stützte dann auch die Versorgung der Schweiz. Und mit der Rückkehr von Block 1 des KKW Beznau am Ende des Winters waren erstmals seit drei Jahren wieder alle fünf Schweizer Kernkraftwerke in Betrieb.

Im Januar führten die Winterstürme «Burglind» und «Evi» zu vielen Netzbetriebsproblemen, die aufgrund betrieblicher Massnahmen aber zu keinen grösseren Versorgungsausfällen führten. In der ersten Winterhälfte wurde zeitweise überdurchschnittlich importiert, während in der zweiten Winterhälfte der Export überwog. Im Januar gab es hohe Transporte nach Italien, und die Schweiz war etwa während einem Drittel der Zeit im Exportbetrieb, was eher viel ist.

2.2.3 Situation im Winter 2018/2019

Der Winter startete mit sehr milden Temperaturen und trotz der zunächst noch anhaltenden Trockenheit mit gut gefüllten Speicherseen. Die Produktionsverfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke war normal und auch in der Schweiz waren alle fünf Kernkraftwerke am Netz.

Im September verzichtete Belgien erstmalig seit 2014 auf die Beschaffung einer strategischen Reserve für den Winter 2018/2019. Im Oktober bis Dezember waren dann aber bis zu sechs von insgesamt sieben belgischen Kernkraftwerke geplant oder kurzfristig ungeplant nicht verfügbar. Dies führte zu Preisausschlägen am Termin- und Spotmarkt auf bis zu 500 Euro/MWh. Die zunächst angekündigten Versorgungsunterbrüche in Belgien konnten in 2018 allerdings vermieden werden. Dazu griff der Übertra-

gungsnetzbetreiber Electrabel auf zusätzliche inländische Produktion und Flexibilitäten sowie auf Erzeugungskapazitäten in den Nachbarländern zurück. Die Versorgungssituation in Belgien blieb gemäss Information der Regierung jedoch auch im ersten Quartal 2019 angespannt.

Vom Orkantief «Vaia» wurde Ende Oktober eine 380-kV Leitung am Albulapass beschädigt. Dabei wurden vier Masten umgeknickt und die Transitzkapazität Richtung Italien bis zur geplanten Wiederinbetriebnahme Ende Juli 2019 um 900 MW reduziert. Arbeitssicherheitsbedenken im winterlichen Hochgebirge hatten gegen eine temporäre Notlösung für diesen Winter gesprochen. Es waren keine negativen Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit der Schweiz zu befürchten.

2.2.4 Studie zur Adequacy 2025

Die ElCom hat die Stromversorgungssicherheit im Jahr 2025 im Rahmen einer Studie detailliert untersucht. Die Studie basiert auf probabilistischen Berechnungen für das europäische Energiesystem mit speziellem Fokus auf der Schweiz. Die ElCom ging in der Grundannahme davon aus, dass auch in 2025 noch kein Stromabkommen mit der EU abgeschlossen ist. Dies führt zur Annahme, dass die Importe in die Schweiz zukünftig nur noch eingeschränkt zur Verfügung stehen werden. Neben einem Basisszenario wurden auch drei Stressszenarien untersucht, mit Annahmen zu weiteren Einschränkungen bei Importen aus Deutschland, Frankreich, Italien sowie reduzierter inländischer und ausländischer Produktionsverfügbarkeit.

Die ElCom kam auf Basis der Ergebnisse zum Schluss, dass es in den wahrscheinlichsten Szenarien, d.h. im Basisszenario und im mildesten Stressszenario, die Versorgungssicherheit durch den Markt gewährleistet werden kann.

In den beiden strengen Stressszenarien, die bei einer Verkettung unglücklicher Umstände nicht ausgeschlossen werden können, ergeben sich hingegen signifikante Indikatoren für einen Versorgungsunterbruch. In diesen wenig wahrscheinlichen Szenarien dürfte entscheidend sein, in welchem Umfang Reserven innerhalb und ausserhalb des Marktes aktiviert werden können.

2.3 Ungeplante Flüsse

In einem vermaschten Netz entspricht der tatsächliche Stromfluss nie genau den gehandelten und somit geplanten Flüssen. Die Abweichung der Physik vom Handel fliesst als ungeplanter Fluss durch das Übertragungsnetz, z.B. fliessen etwa 30 Prozent der von Deutschland nach Frankreich gehandelten Mengen physikalisch durch die Schweiz.

Mit Einführung der flussbasierten Marktkopplung in der Region Zentralwesteuropa unter Ausschluss der Schweiz nahmen die Handelskapazitäten von Deutschland nach Frankreich deutlich zu, was insbesondere im Winter teilweise zu Engpässen im Schweizer Netz führte.

Die ElCom wie auch Swissgrid und das BFE standen in intensivem Austausch mit den zuständigen Gremien von Zentralwesteuropa. Eine interimistische Lösung für die zweite Hälfte des Winters 2018/2019 ist in Aussicht. Die Gespräche für eine dauernde Lösung dauern an.

Im Hinblick auf die anstehende Erweiterung von Zentralwesteuropa zur Region «CORE» hat sich die ElCom zudem an der Konsultation zu den Methoden zur Kapazitätsberechnung in «CORE» beteiligt, um eine korrekte Berücksichtigung der Netze von Drittstaaten zu fordern.

2.4 Cyber-Sicherheit

Die Stromnetze werden zunehmend durch «intelligente» Informations- und Kommunikationstechnologie gesteuert und überwacht. Diese Systeme bieten dem Netzbetreiber mehr Steuerungsmöglichkeiten und ermöglichen einen effizienteren Systembetrieb sowie die Möglichkeit neue Dienstleistungen anzubieten. Aufgrund dieser zunehmenden informationstechnologischen Vernetzung steigt aber auch das Risiko, dass zum Beispiel Hacker in das Stromnetz eindringen und die Verfügbarkeit¹, Integrität² oder Vertraulichkeit³ der Daten verletzen oder technische Anlagen zerstören. Ein solcher Vorfall kann zu einem erheblichen finanziellen Schaden und vor allem zu einem Reputationsverlust für den be-

troffenen Netzbetreiber führen. Im Extremfall kann ein grossflächiger Stromausfall gemäss Szenarien des Bundesamtes für Bevölkerungsschutz (BABS) zu Verletzten und sogar Toten sowie Umweltschäden führen. Somit wird die Cyber-Sicherheit ein zentrales Thema zur Gewährleistung einer sicheren Versorgung.

Der ElCom obliegt gemäss StromVG Artikel 22 Absatz 3 die Überwachung der Elektrizitätsmärkte im Hinblick auf eine sichere und erschwingliche Versorgung in allen Landesteilen. Dies beinhaltet implizit auch informationstechnologische Risiken und daher auch das regelmässige Monitoring über den Zustand der Cyber-Sicherheit bei den Netzbetreibern.

Aus diesem Grund hat sich die ElCom entschieden, einen Überblick über den Stand der organisatorischen und technischen Cyber-Sicherheitsmassnahmen bei den 92 grössten Netzbetreibern zu verschaffen. Dabei wird nicht der Zustand der gesamten Cyber-Sicherheitsmassnahmen untersucht. Im Fokus stehen dabei das Risikomanagement, die Sensibilisierung der Mitarbeitenden und der Umgang mit externen Dienstleistern sowie grundlegende Fragen zur Netzwerkarchitektur und zur Erkennung von Cyber-Vorfällen. Daher gelten die folgenden Bemerkungen und Empfehlungen nur für die untersuchten Themengebiete. Dabei orientiert sich die ElCom an bestehenden Standards und Branchendokumenten.

Die Cyber-Sicherheit nimmt aufgrund der zunehmenden Vernetzung weiter an Bedeutung zu. Die effiziente und risikobasierte Umsetzung der VSE-Branchendokumente «ICT Continui-

ty», «Handbuch Grundschutz für Operational Technology in der Stromversorgung» und «Richtlinien für die Datensicherheit von intelligenten Messsystemen» gemäss dem Leitfaden SKI des BABS wird von der ElCom nicht nur begrüsst, sondern auch vorausgesetzt. Gestützt auf die Ergebnisse der Umfrage ist für die ElCom die Verbesserung der organisatorischen Massnahmen, insbesondere die Erarbeitung von Richtlinien und Schulungsprogrammen, und der Schutz bei der OT sowie die Sicherstellung der Lieferung durch ein redundantes System zentral. Die Bestrebungen, ein Branchen-CERT aufzubauen, ist im Sinne der Subsidiarität zu begrüssen.

1 Verfügbarkeit bedeutet, dass die zu schützenden Systeme und Daten auf Verlangen einer berechtigten Einheit zugänglich und nutzbar sind.

2 Integrität bedeutet zum einen die Richtigkeit und Vollständigkeit der verarbeiteten Daten und zum anderen die korrekte Funktionsweise der Systeme.

3 Unter Vertraulichkeit wird der Schutz der Systeme und Daten vor unberechtigtem Zugriff durch Personen oder Prozesse verstanden.

2.5 Qualität der Versorgung

2.5.1 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 und 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 rund 89 Prozent des gesamten Schweizer Energieumsatzes über ihre Netze ab. Im Jahr 2017 verzeichneten die 96 grössten Schweizer Netzbetreiber 4'814 ungeplante Unterbrechungen (vgl. Tabelle 1). Damit nahm die Zahl der ungeplanten Unterbrechungen gegenüber dem Vorjahr zu. Die Anzahl Unterbrechungen als solche 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.

	2013	2014	2015	2016	2017 ¹	Einheit
Unterbrechungen	4'615	4'039	4'401	4'328	4'814	Anzahl
SAIDI	15	13	11	9	10	Minuten pro Endverbraucher
SAIFI	0.28	0.22	0.23	0.20	0.21	Unterbrechungen pro Endverbraucher

Tabelle 1: Entwicklung der Versorgungsqualität in der Schweiz 2013–2017 (nur ungeplante Unterbrechungen)

Im Jahr 2017 betrug die durchschnittliche Dauer der ungeplanten Unterbrechungen pro Endverbraucher zehn Minuten. Damit erhöhte sich dieser Indikator landesweit gegenüber dem Vorjahr um eine Minute. Die durchschnittliche Häufigkeit einer ungeplanten Unterbrechung pro Endverbraucher nahm im Jahr 2017 gegenüber dem Vorjahr leicht zu und lag bei 0.21 Unterbrechungen pro Endverbraucher.

Die Schweizer Netzverfügbarkeit entwickelte sich insgesamt seit dem Jahr 2013 positiv.

Die höheren SAIDI- und SAIFI-Werte im Jahr 2013 waren hauptsächlich auf ausserordentliche Naturereignisse (Sturm und Schnee) zurückzuführen. Die hohe Versorgungsqualität in der Schweiz ist auch im internationalen Vergleich feststellbar. Gemäss dem «CEER Benchmarking Report 6.1 on the Quality of Electricity and Gas Supply» gehört die Schweiz zur Gruppe von Ländern mit der höchsten Versorgungsqualität in Europa.

¹ Die Zahlen zur Versorgungsqualität 2018 werden im Juni 2019 veröffentlicht und sind auf der Internetseite der ElCom abrufbar.

2.5.2 Importkapazität

Neben der Verfügbarkeit des Netzes ist auch die verfügbare Importkapazität eine wichtige Kenngrösse für eine sichere Stromversorgung in der Schweiz. Die ElCom verfolgt deshalb die Entwicklung der verfügbaren Grenzkapazitäten (Net Transfer Capacity, NTC, bestehend aus Import NTC und Export NTC). Die NTC gibt an, wie viel Transportkapazität grenzüberschreitend mit den Nachbarstaaten genutzt werden kann, ohne die Sicherheitsstan-

dards 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)	2014	2015	2016	2017	2018
Norddach	4'799	5'225	5'245	5'265	5'034
Frankreich	3'093	3'073	2'974	3'007	2'772
Deutschland	1'094	1'373	1'468	1'501	1'396
Österreich	612	779	803	757	866
Italien	1'722	1'722	1'717	1'722	1'722

Tabelle 2: Verfügbare Importkapazität (NTC) der Schweiz 2014–2018

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 via das 220-kV-Netz 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 2014 und 2018 für Italien relativ stabil und stiegen für Deutschland und Österreich leicht an, obgleich die Importkapazität aus Deutschland 2018 leicht gesunken ist. Dies wurde indessen durch den Anstieg der Importkapazitäten aus Österreich – vor allem im letzten Quartal 2018 – ausgeglichen. Dazu dürfte die Inbetriebnahme des neuen Unterwerks in Rüti (SG) im Herbst 2017 beigetragen haben. Andererseits hat Swissgrid die Importkapazität an der deutschen und österreichischen Grenze seit dem Winter 2015 durch neue Planungs- und Prognosesysteme optimiert. Für Frankreich sind die Importkapazitäten dagegen spürbar zurückgegangen.

2.5.3 Exportkapazität

Aufgrund der hohen Transitflüsse durch die Schweiz von Norden nach Süden ist für die Versorgungssicherheit der Schweiz und ihrer Nachbarländer auch die verfügbare Exportkapazität nach Italien und Frankreich von Bedeutung (siehe Tabelle 3). Der Umfang dieser Exportkapazität hat überdies einen massgeblichen Einfluss auf die Belegung der Importkapazität der Schweiz an der Grenze zu Frankreich, Deutschland und Österreich. Nachdem Ende Oktober 2018 die beiden 380-kV-Leitungen über den Albulapass (GR; Filisur–Robbia und Pradella–Robbia–Sils) durch den Sturm «Vaia» beschädigt wurden, hat sich die Exportkapazität nach Italien um 900 MW verringert. Die beiden Leitungen dürften erst im Sommer 2019 wieder in Betrieb genommen werden. Überdies hat der italienische Übertragungsnetzbetreiber Terna in den vergangenen Jahren häufiger Kapazitätsreduktionen zur Sicherstellung der inneritalienischen Netzstabilität angeordnet, dies insbesondere in Perioden mit geringem Verbrauch (z. B. im Sommer, während der Ferien oder an Feiertagen). Hinzu kommen die Kapazitätsreduktionen im Winter, um die Sicherheit des schweizerischen Netzes zu gewährleisten. Aus diesen Gründen ist die Exportkapazität nach Italien 2018 gesunken.

NTC (MW)	2014	2015	2016	2017	2018
Italien	2'557	2'948	2'986	2'986	2'654
Frankreich	1'113	1'188	1'125	1'180	1'184

Tabelle 3: Entwicklung der Exportkapazität der Schweiz nach Italien und Frankreich 2014–2018

2.5.4 Nachrüstung dezentraler Energieerzeugungsanlagen

Viele der in der Regelzone Schweiz sowie im gesamten europäischen Verbundnetz installierten Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) sind so eingestellt, dass sie bei einer Frequenz von 50.2 Hz komplett abschalten. Damit entfällt schlagartig eine relevante Menge an Energieerzeugung aus dem Netz. Dieses Verhalten kann sich systemgefährdend auswirken. Zur Eindämmung dieser Problematik muss europaweit – und damit auch in der Regelzone Schweiz – sichergestellt werden, dass keine weiteren Anlagen ans Netz gehen, welche die notwendigen Schutzeinstellungen nicht einhalten.

Die ElCom hat daher am 6. März 2018 die Weisung 1/2018 erlassen und auf ihrer Website veröffentlicht. Die Verteilnetzbetreiber in der Regelzone Schweiz werden mit der Weisung ausdrücklich aufgefordert, per sofort mit geeigneten technischen Anschlussbedingungen sicherzustellen, dass sämtliche neu in Betrieb gehenden dezentralen Energieerzeugungsanlagen (EEA) in ihren Netzgebieten die in der Branchempfehlung NA/EEA-CH 2014 des Verbands

Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE festgelegten Parameter für die Frequenzhaltung sowie alle weiteren für den sicheren Netzbetrieb erforderlichen Vorgaben einhalten.

Weiter wurden am 15. Juni 2018 die Netzbetreiber über ein Retrofit-Programm informiert mit dem Ziel, die Gesamtleistung aller nicht konformen PV-Anlagen in der Regelzone Schweiz auf maximal 200 MW zu reduzieren. Der ElCom ist es ein grosses Anliegen, dieses Ziel mit dem kleinstmöglichen Aufwand für die involvierten Netzbetreiber und Produzenten zu erreichen. Die Pflicht zur Nachrüstung nicht-konformer PV-Anlagen im Rahmen des Retrofit-Programms betrifft daher vorerst nur PV-Anlagen mit einer Anschlussleistung ≥ 100 kVA. Mit den Rückmeldungen der Netzbetreiber wird die ElCom abschätzen können, ob das vorgegebene Ziel mit der Berücksichtigung dieser Anlagen erreicht werden kann. Andernfalls müssten in einem zweiten Durchgang des Retrofit-Programms auch noch kleinere PV-Anlagen miteinbezogen werden.

2.6 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 dafür 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 (SDL) 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. Im Berichtsjahr betrugen die Kosten für Regelleistung rund 76 Millionen Franken und waren

damit so günstig wie nie zuvor. Abbildung 1 zeigt die Preisentwicklung der Kosten für die Regelleistung in den vergangenen fünf Jahren. Die Erhöhung im Jahr 2016 ist auf die angespannte Versorgungssituation im Winter in der Schweiz zurückzuführen. Ein Vergleich über mehrere Jahre zeigt, dass die Kosten für Regelleistung bis auf 2016 gesunken sind.

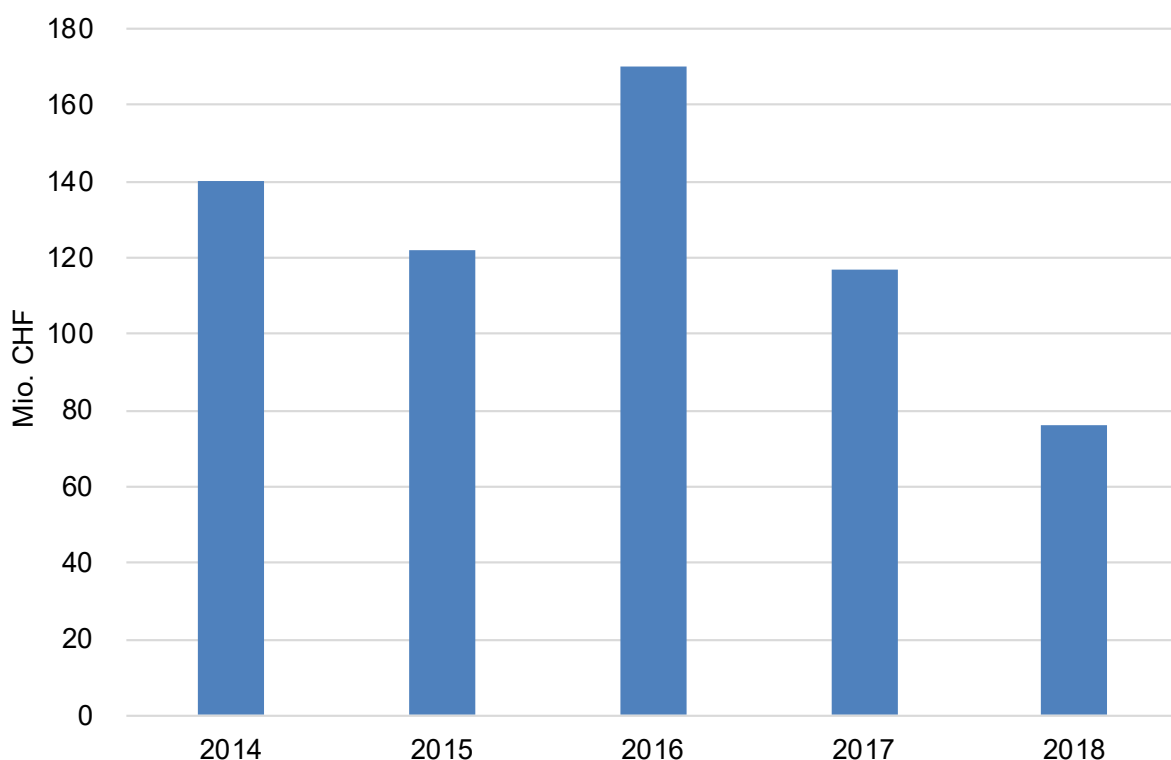


Abbildung 1: Preisentwicklung Regelleistung 2014–2018

Seit 2016 beschafft Swissgrid für das Frühjahr einen Teil der Regelleistung vorzeitig. Damit wird einerseits die Verfügbarkeit der Wasserreserven sichergestellt, andererseits die Planungssicherheit für die Betreiber der Speicherkraftwerke erhöht. Die vorzeitige Beschaffung ist wichtig für das Risikomanagement und das Rollenverständnis der Akteure.

Im Berichtsjahr betrugen die Kosten der vorzeitigen Beschaffung rund 15 Millionen Franken. Im Vergleich dazu betrugen die Kosten der vorzeitigen Beschaffung 2017 rund 22 und 2016 rund 32 Millionen Franken. Die Kostenreduktion ist einerseits auf eine Optimierung des Ausschreibzeitpunktes und andererseits auf tiefe Marktpreise zurückzuführen.

3 Die Netze



Rund 640 Netzbetreiber unterhalten das Schweizer Stromnetz. Im Bild eine Mittelspannungsleitung im bernischen Simmental.

3.1 Fakten und Zahlen der Schweizer Stromnetze

Das Schweizer Stromnetz erstreckt sich über eine Gesamtlänge von rund 202'262 Kilometern, was dem Fünffachen des Erdumfangs entspricht. Davon sind 70 Prozent den lokalen Verteilnetzen (Netzebene 7) zuzurechnen, während das nationale Übertragungsnetz der Swissgrid lediglich gut drei Prozent auf sich vereint. Im Rahmen der regulären Berichterstattung der Kostenrechnung werden von der ElCom jährlich die Schweizer Stromnetze nach verschiedenen Anlagenklassen erhoben. Die Anzahl Netzbetreiber in Tabelle 4 bezieht sich auf die Netzbetreiber, welche Angaben zu den Anlageklassen gemacht haben. Das Mengengerüst der Anlagen hat sich im Verlauf der vergange-

nen Jahre in den meisten Kategorien etwas erweitert. Erwartungsgemäss haben zudem die Freileitungen und Masttrafostationen bedingt durch die fortschreitende Verkabelung ab- und die Kabel und Trafostationen zugenommen. Das Stromnetz wurde im Zeitraum von 2013 bis 2017 um drei Prozent erweitert. 2017 stehen den knapp 5.6 Millionen Messpunkten gut 5.1 Millionen Rechnungsempfänger gegenüber. Gemäss dem Bundesamt für Statistik (BFS) zählt die Schweiz gut 0.6 Millionen Unternehmen (2016) sowie knapp 8.5 Millionen Einwohnerinnen und Einwohner (2017). Das Bevölkerungswachstum zwischen 2013 und 2017 betrug etwas mehr als vier Prozent.

Anlageklasse	2013	2014	2015	2016	2017	Einheit
Trasse Rohranlage HS (NE3), MS (NE5) und NS (NE7)	111'626	116'477	119'621	119'277	120'509	km
Kabel HS (NE3)	1'976	2'031	1'911	1'924	1'992	km
Kabel MS (NE5)	32'833	33'544	33'870	34'044	34'675	km
Kabel NS (NE7)	75'127	76'311	77'590	78'011	79'269	km
Kabel Hausanschlüsse NS (NE7)	50'972	52'569	53'931	54'240	55'011	km
Freileitung und Kabel HHS (NE1)	6'750	6'750	6'750	6'629	6'590	Strang-km
Freileitung HS (NE3)	7'059	7'158	6'904	6'738	6'791	Strang-km
Freileitung MS (NE5)	11'151	10'914	10'590	10'061	9'784	Strang-km
Freileitung NS (NE7)	10'227	9'719	10'653	11'621	8'150	Strang-km
Unterwerk NE2, NE3, NE4, NE5	1'097	1'314	963	893	1'056	Anzahl
Transformator NE2	155	152	146	148	151	Anzahl
Schaltfeld NE2 ¹	163	177	165	159	164	Anzahl
Transformator NE3 ²	82	81	78	79	77	Anzahl
Schaltfeld NE3 ¹	2'449	2'545	2'606	2'577	2'600	Anzahl
Transformator NE4	1'144	1'145	1'143	1'142	1'150	Anzahl
Schaltfeld NE4 ¹	1'952	2'110	2'078	2'011	2'078	Anzahl
Transformator NE5 ²	286	317	190	75	72	Anzahl
Schaltfeld NE5 ¹	29'468	26'727	28'226	30'836	29'934	Anzahl
Trafostation NE6	51'862	52'425	53'405	53'024	53'144	Anzahl
Masttrafostation NE6	5'831	5'685	5'748	5'402	5'457	Anzahl
Kabelverteilkabinen NS (NE7)	170'285	171'712	174'897	174'377	174'917	Anzahl
Messpunkte (alle Verbraucher)	5'318'529	5'393'370	5'452'650	5'512'743	5'573'672	Anzahl
Anzahl Netzbetreiber	672	659	649	643	636	

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 NE3 110 und 50 kV).

Tabelle 4: Anlagen des Schweizer Stromnetzes

Der Gesamtwert des Schweizer Stromnetzes liegt im Bereich von knapp 21 Milliarden Franken. Davon sind gegen 90 Prozent dem Verteilnetz zuzurechnen. Der Restwert der Anlagen im Verteilnetz hat gegenüber dem Vorjahr leicht zugenommen, gleichzeitig sind die von den Endverbrauchern bezahlten Erlöse für die Nutzung des Verteilnetzes (ohne Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen sowie Förderabgaben für erneuerbare Energien) um etwa zwei Prozent auf gut 3.4 Milliarden Franken gesunken.

Die folgenden Abbildungen zeigen für das Verteilnetz, wie sich das Eigentum und die Netznutzungserlöse nach der Grösse der Unternehmen aufteilen. In beiden Abbildungen werden die 100 grössten Netzbetreiber in Zehnergruppen unterteilt, die übrigen bilden

die Rest-Gruppe. Die grössten zehn Unternehmen (dunkelblau) besitzen demnach 43 Prozent aller deklarierten Anlagewerte (Abbildung 2). Dies ist ungefähr gleich viel wie die nächstgrössten 90 Unternehmen auf sich vereinen. Die rund 540 kleinen Netzbetreiber («Rest», hellblau) verfügen über einen Besitzanteil von 15 Prozent, knapp ein Prozentpunkt weniger als fünf Jahre zuvor.

Eine ähnliche Verteilung zeigt sich bei den Netznutzungsentgelten (Abbildung 3). Die grössten Zehn (dunkelblau) erhielten knapp 46 Prozent aller Erlöse und konnten ihren Anteil damit um 1.3 Prozentpunkte gegenüber fünf Jahren zuvor steigern. Der Anteil der Restgruppe von kleinen Netzbetreibern (hellblau) ist leicht rückläufig und liegt bei 14 Prozent.

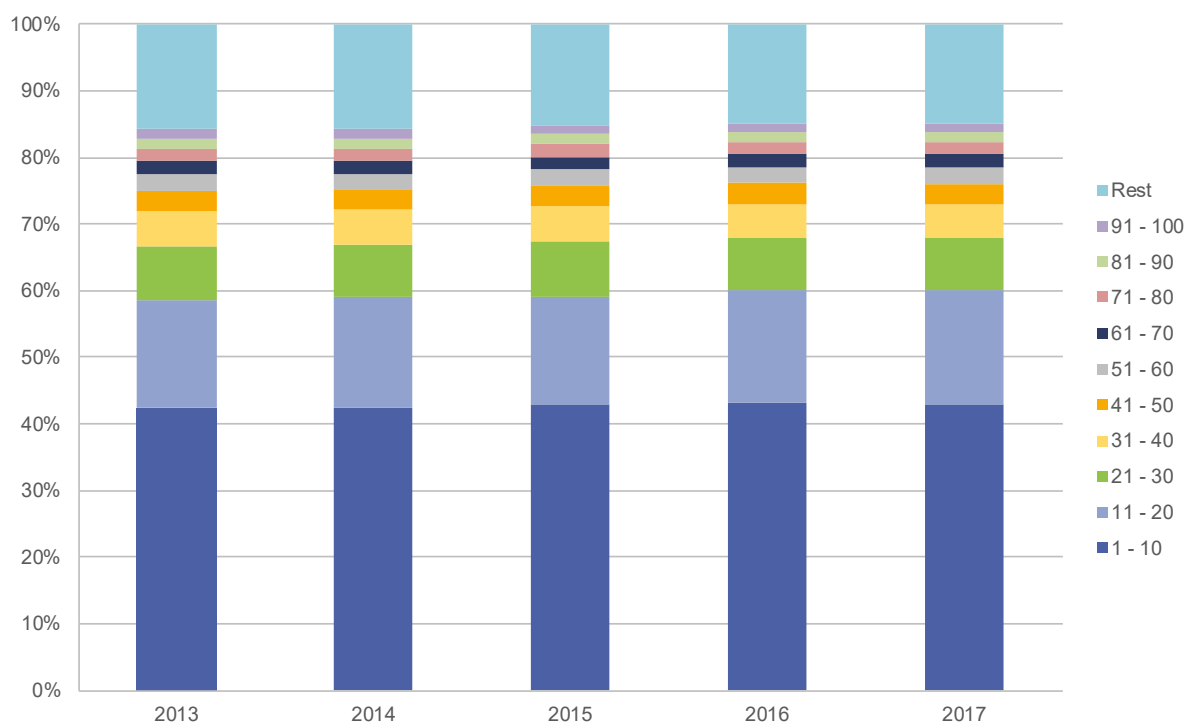


Abbildung 2: Prozentualer Eigentumsanteil am Verteilnetz nach Unternehmensgrösse

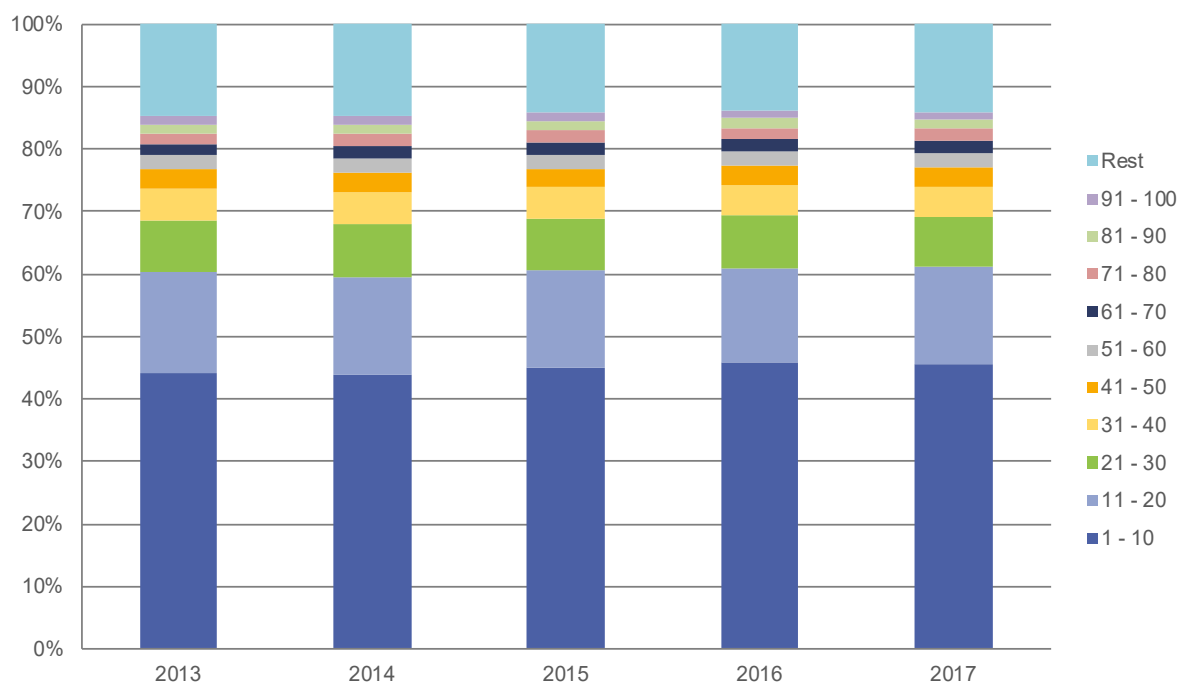


Abbildung 3: Prozentualer Anteil der Netznutzungserlöse des Verteilnetzes nach Unternehmensgrösse

Die Verteilnetzbetreiber deklarierten für das Jahr 2017 insgesamt Netzkosten (inkl. Abgaben und Leistungen sowie Zuschläge auf das Übertragungsnetz) von gut 4.6 Milliarden Franken. Diese basieren auf den Betriebs- und Kapitalkosten eines „sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes“, hinzu kommen Steueraufwendungen sowie Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen (inkl. die Zuschläge auf das Übertragungsnetz). Die grösste Komponente der Verteilnetzkosten sind die Betriebs- und Kapitalkosten mit einem Anteil von 72 Prozent, was 3.3 Milliarden Franken entspricht (Abbildung 4). Wird dieser Betrag zu den direkten Steuern addiert und den weiter oben erwähn-

ten Netznutzungsentgelten gegenübergestellt, resultiert im Jahr 2017 eine Überdeckung von gut 15 Millionen Franken. Der Anteil der Abgaben und Leistungen hat sich in den letzten fünf Jahren um zehn Prozentpunkte auf 26 Prozent erhöht. Zu dieser Gruppe gehören Abgaben und Leistungen, welche von Kantonen und Gemeinden eingefordert werden, sowie die nationalen gesetzlichen Förderabgaben für erneuerbare Energien. Die Zunahme wird hauptsächlich durch die schrittweise Erhöhung der nationalen gesetzlichen Förderabgabe für erneuerbare Energien ab 2014 erklärt, aber auch die Gemeinden und Kantone haben die Abgaben und Leistungen erhöht.

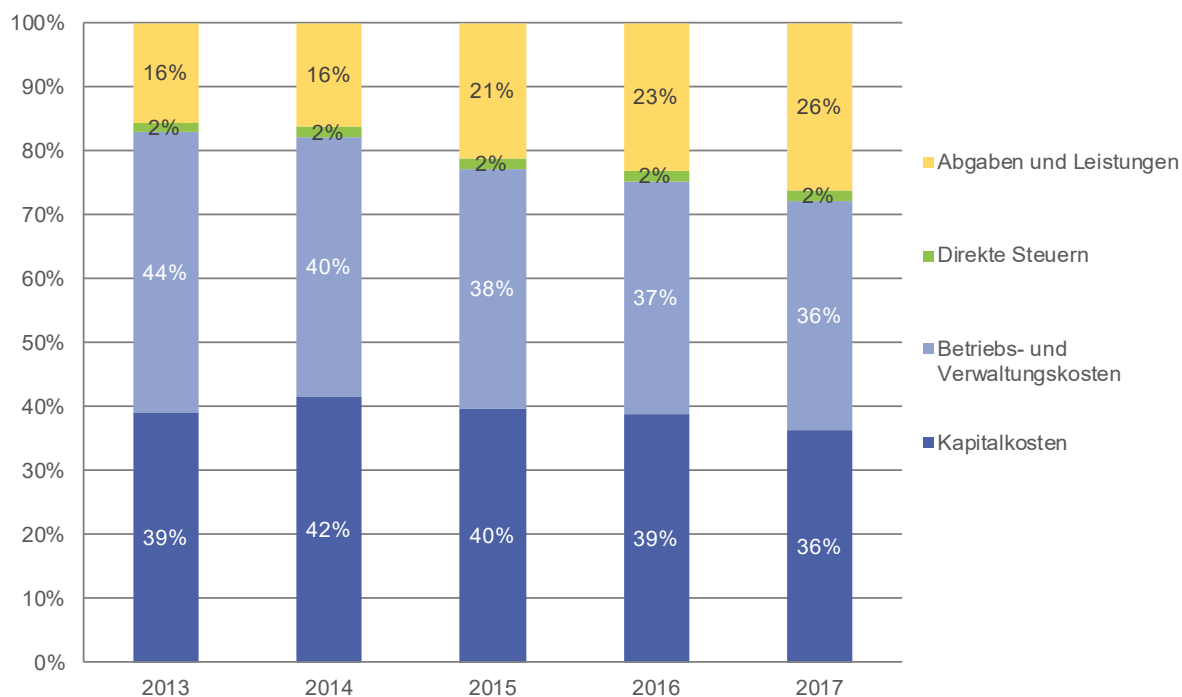


Abbildung 4: Zusammensetzung der Verteilnetzkosten

Swissgrid weist in ihrem Geschäftsbericht 2017 Netznutzungskosten von 549 Millionen Franken und Kosten für Systemdienstleistungen von 200 Millionen Franken aus. Werden zu diesen kumulierten Kosten von gut 0.7 Milliarden Franken für das Übertragungsnetz die Verteilnetzkosten von gut 4.6 Milliarden Franken addiert, resultieren Gesamtkosten für das Schweizer Stromnetz von knapp 5.4 Milliarden Franken. Abbildung 5a zeigt, wie sich diese auf die einzelnen Netzebenen (NE) verteilen. Das lokale Verteilnetz (NE7) verursacht mit nahezu der Hälfte die mit Abstand meisten Kosten. Ein weiteres Fünftel der Kosten entsteht auf der

NE5. Im Vergleich dazu sind die Kostenanteile der Transformierungsebenen (NE2, NE4, NE6) – die Bindeglieder zwischen den verschiedenen Leitungsebenen – gering. Das von Swissgrid betriebene Höchstspannungsnetz (NE1 inkl. SDL) vereint einen Kostenanteil von 14 Prozent auf sich. Abbildung 5b zeigt die Verteilung der Netzkosten ohne Abgaben und Leistungen. Dabei fällt auf, dass sich die Kosten in Franken sowie deren Anteil auf NE7 an den Gesamtkosten im Vergleich zu Abbildung 5a deutlich reduziert. Dies, weil Abgaben und Leistungen primär auf der NE7 und in kleinerem Umfang auf NE5 und NE3 ins Gewicht fallen.

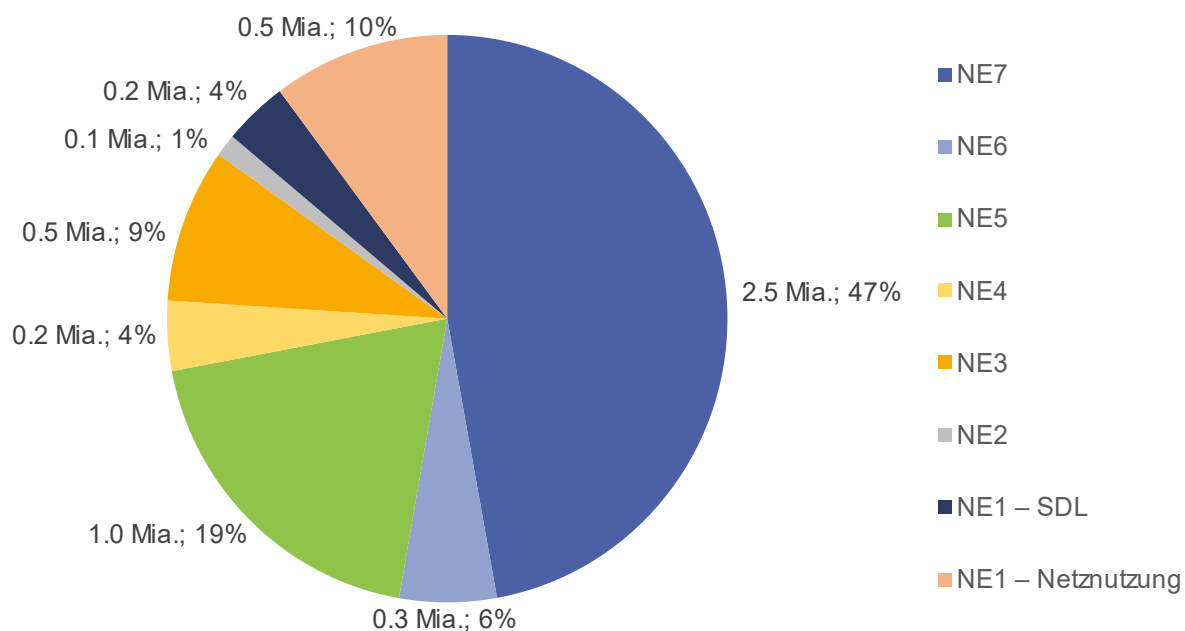


Abbildung 5a: Kosten in Mia. CHF und Kostenanteile des Schweizer Stromnetzes (inkl. Abgaben und Leistungen sowie Zuschläge auf das Übertragungsnetz), gegliedert nach Übertragungs- (NE1) und Verteilnetz (NE2–7), 2017

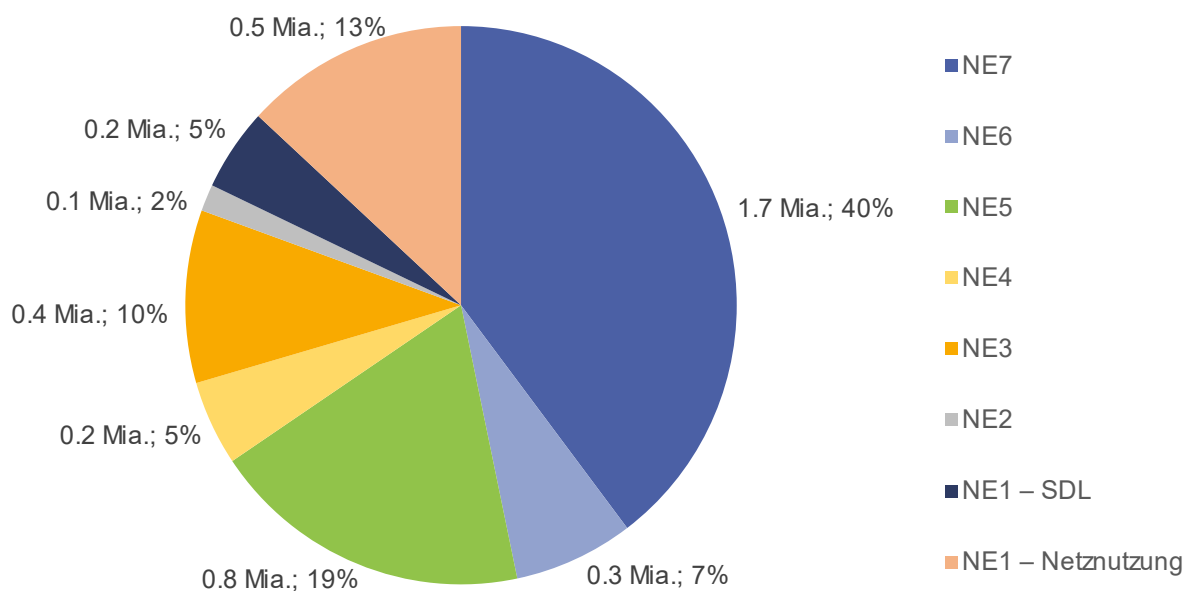


Abbildung 5b: Kosten in Mia. CHF und Kostenanteile des Schweizer Stromnetzes (exkl. Abgaben und Leistungen sowie Zuschläge auf das Übertragungsnetz), gegliedert nach Übertragungs- (NE1) und Verteilnetz (NE2–7), 2017

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.

Nach der im Dezember 2017 verabschiedeten Strategie Stromnetze erstellt die Swissgrid ihren Mehrjahresplan künftig gestützt auf den Szenariorahmen des BFE. Die ElCom genehmigt den Mehrjahresplan (Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze [Änderung des Elektrizitätsgesetzes und des Stromversorgungsgesetzes] vom 15. Dezember 2017, publiziert im Bundesblatt 2017, S. 7909 ff.).

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 Inves-

titionen in die Erweiterungen und den Erhalt des Netzes erscheinen plausibel. Die Werthaltigkeit des Übertragungsnetzes kann aufgrund dieser Planung gewährleistet werden.

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 für Investitionen und deren Anrechenbarkeit relevant waren).

Die ElCom sieht 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 «Mehrjahrespläne 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

Bei den Verfahren zum Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL) und Plangenehmigungsverfahren (PGV) prüft die ElCom die Einhaltung der Kriterien gemäss StromVG (sicheres, leistungsfähiges und effizientes Netz). Die ElCom, das BFE und das ESTI haben im Frühjahr 2018 eine Zusammenarbeitsvereinbarung abgeschlossen, um die Koordination im Rahmen der Verfahren zu verbessern. Differenzen entscheidet nach dieser Vereinbarung das UVEK.

Im Jahr 2018 hat die ElCom im Rahmen ihrer gesetzlichen Aufgaben beim SÜL-Verfahren Niederwil-Obfelden (SÜL 611) in der Begleitgruppe Einsitz genommen. Zudem hat sie beim Plangenehmigungsverfahren La Bâtiaz Stellung genommen. Auf Stufe Verteilnetz gab die ElCom im Rahmen der Plangenehmigung mehrere Stellungnahmen zu Projekten mit Spannungserhöhungen ab.

3.3 Investitionen in Netzinfrastruktur

Im Rahmen ihrer Überwachungsaufgaben beobachtet die ElCom, ob genügend Investitionen getätigt werden, damit das Stromnetz in gutem Zustand bleibt.

3.3.1 Investitionen ins Übertragungsnetz

Unter Berücksichtigung der vergangenen Jahresresultate wurde das bottom-up Budget von 145.4 Millionen Franken um 12.9 Millionen Franken in Form eines Realisierungsabschlages auf 132.5 Millionen Franken reduziert. Innerhalb des Realisierungszeit-

raums 2017 haben sich die geplanten Investitionen nur unwesentlich verändert, auch wenn in einzelnen Projekten Differenzen vorhanden sind. Das tatsächliche Investitionsvolumen bei den Netzprojekten 2017 betrug 140.1 Millionen Franken.

3.3.2 Investitionen ins Verteilnetz

In den Jahren 2013 bis 2017 wurden jährlich rund 1.4 Milliarden Franken durch die Verteilnetzbetreiber investiert (Abbildung 6). Die Abschreibungen sind in diesem Zeitraum von gut 800 Millionen Franken auf über 900 Millionen Franken gestiegen. Dadurch ist der Investitionsüberschuss von etwa 580 Millionen Franken

auf knapp 420 Millionen Franken gesunken. Da gleichzeitig die Zuverlässigkeit der Schweizer Stromnetze – auch im internationalen Vergleich – sehr hoch ist und sich im Beobachtungszeitraum abermals verbessert hat (vgl. Abschnitt 2.4), erachtet die ElCom die Investitionstätigkeit ins Verteilnetz weiterhin als ausreichend.

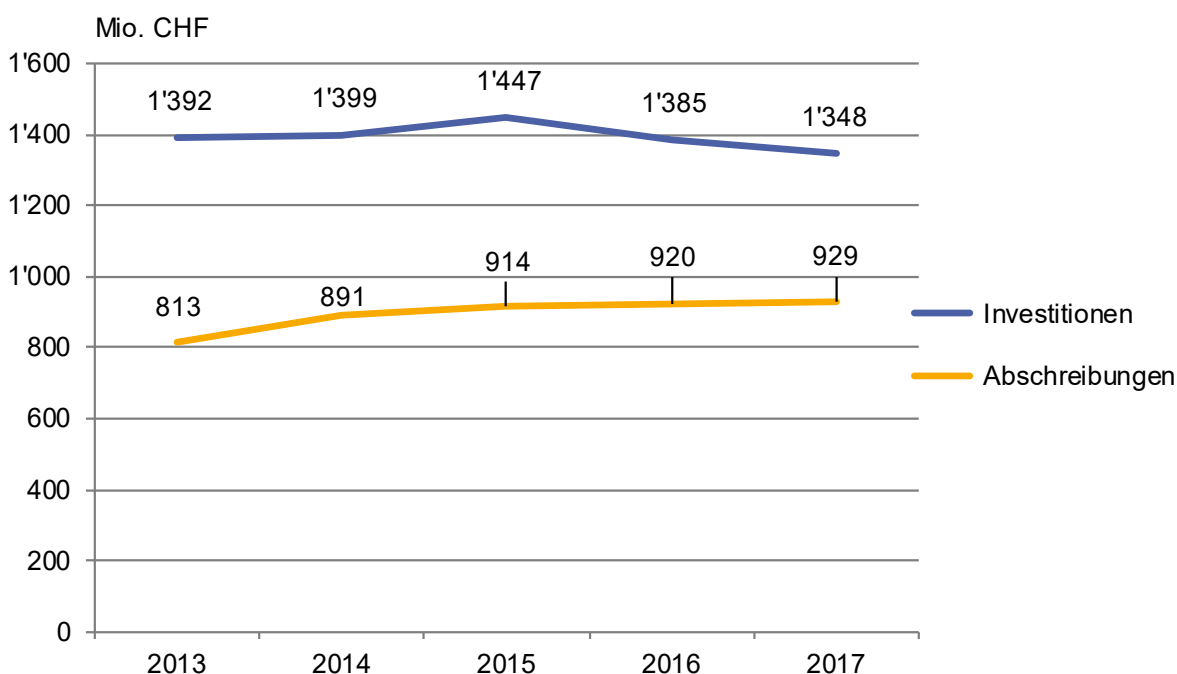


Abbildung 6: Entwicklung der Investitionen und Abschreibungen im Verteilnetz

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 Einreichen von Gesuchen dient. Die Weisung legt zugleich die Grundsätze für die Beurteilung der Gesuche fest. Die ElCom beurteilte im Berichtsjahr 131 Gesuche für die Vergütung von Kosten für Netzverstärkungen. In den vergangenen acht Jahren hat die ElCom insgesamt 809 derartige Verfügungen erlassen (vgl. Abbildung 7).

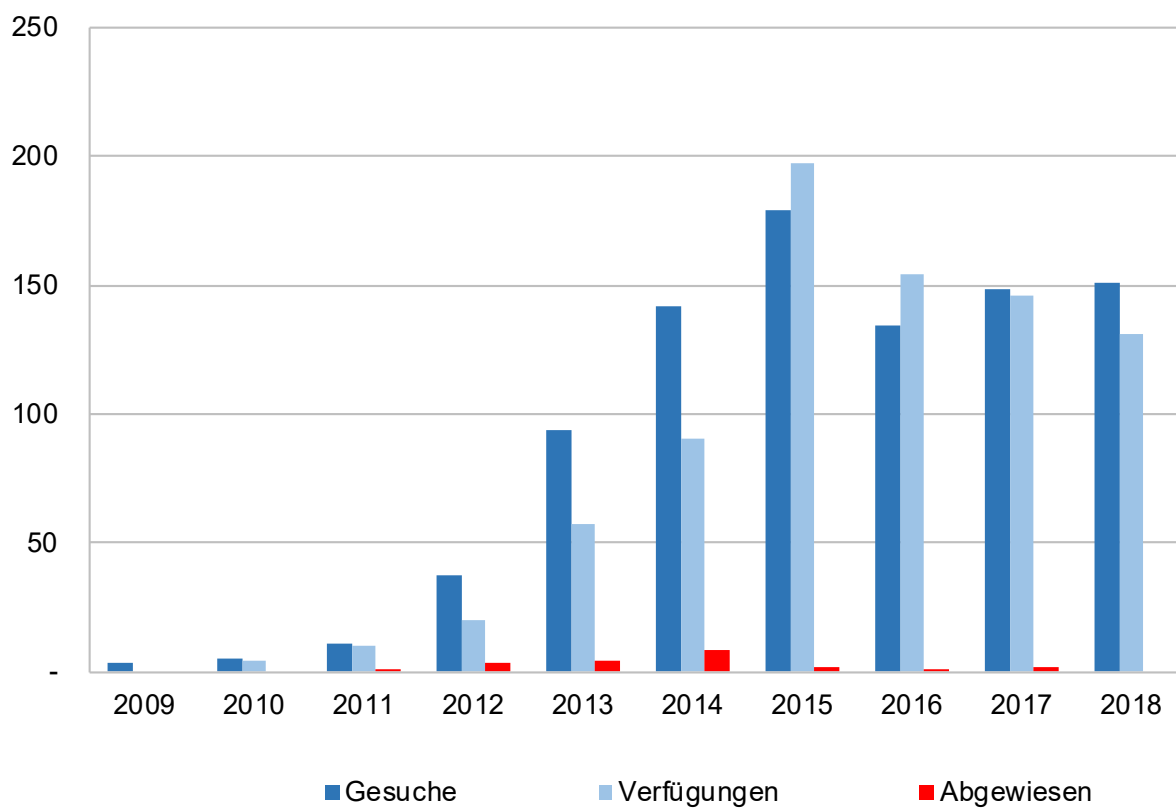


Abbildung 7: Entwicklung der Anzahl an Verfügungen für Netzverstärkungen

Die Summe der Kosten für Netzverstärkungen erreichte Ende 2018 rund 86.9 Millionen Franken, die Kraftwerksleistung betrug insgesamt

297.1 MW. Tabelle 5 gibt einen Überblick über die wesentlichen Kennzahlen zu den Netzverstärkungen der Jahre 2009 bis 2018.

	Total	PV	Wind	Übrige ¹
Anzahl Verfügungen	809	772	4	33
Minimalwert Generatorleistung [kW] ²	4	4	3'000	22
Maximalwert Generatorleistung [kW] ²	74'000	8'303	16'000	74'000
Summe Generatorleistung [kW]	297'119	132'250	30'000	134'870
Minimalwert Kosten [CHF] ²	3'500	3'500	1'805'003	16'697
Maximalwert Kosten [CHF] ²	9'262'389	746'912	9'262'389	2'117'200
Summe Kosten [CHF]	86'932'047	59'982'321	15'946'730	11'002'996
Durchschnittliche Kosten [CHF] ³	108'665	78'511	3'986'682	343'844

	Total	PV	Wind	Übrige ¹
Minimalwert relative Kosten [CHF/kW] ⁴	3	3	346	3
Maximalwert relative Kosten [CHF/kW] ⁴	9'719	9'719	819	3'498
Durchschnittliche relative Kosten[CHF/kW] ⁴	293	454	532	82

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 2009–2018 betreffend Netzverstärkung

3.5 Nationale Netzgesellschaft

Die ehemaligen Übertragungsnetzeigentümer mussten das Übertragungsnetz auf gesamtschweizerischer Ebene an die nationale Netzgesellschaft Swissgrid überführen. Auch

2018 erfolgte die Überführung weiterer Übertragungsnetzanlagen auf Swissgrid. Dies hatte wiederum eine Aktienkapitalerhöhung bei der nationalen Netzgesellschaft zur Folge.

3.6 Verfügungen und Entscheide zu den Netzen

Die mit Urteil des Bundesgerichts 2C_805/2016 an die ElCom zurückgewiesene Streitsache betreffend die Spannungsumstellung von 12 auf 20 kV in einem Mittelspannungsnetz konnte mit Verfügung vom 8. Februar 2018 rechtskräftig abgeschlossen werden. Die ElCom hatte nach der Rückweisung nur noch über das verbindliche Datum für die Umsetzung der Spannungsumstellung bei einem Endverbraucher zu befinden. Weiter hat sich die ElCom mit Verfügung 212-00276 vom 13. September 2018 zur Pflicht zur Zahlung eines Netznutzungsentgelts im Zusammenhang mit Konzessionen geäussert. Die Gesuchstellerin stellte sich auf den Standpunkt, dass die bei Dritten bezogene und durch ihr Netz fliessende Energie nicht von der Zahlung eines Netznutzungsentgelts befreit sei. Hingegen vertrat die Ge-

suchsgegnerin die Auffassung, dass sie Konzessionsenergie beziehe und deshalb gestützt auf die Konzessionen in Verbindung mit Artikel 14 Absatz 5 StromVG kein Netznutzungsentgelt zu entrichten habe. Bei der vorfrageweisen Auslegung der Konzessionen (vgl. ElCom-Verfügung 212-00276 vom 11. April 2017 betreffend Zuständigkeit der ElCom für die Beurteilung von Konzessionen) kam die ElCom zum Schluss, dass insbesondere der Wortlaut der Konzessionen dafür spricht, dass im konkreten Fall der Energiebezug nicht von der Zahlung eines Netznutzungsentgelts im Sinne von Artikel 14 Absatz 5 StromVG befreit ist. Deshalb sei ein Netznutzungsentgelt gemäss dem jeweils anwendbaren Tarif zu entrichten. Eine Beschwerde gegen diese Verfügung ist beim Bundesverwaltungsgericht hängig.

4 Der Schweizer Strommarkt



Swissgrid ist seit 2009 die Betreiberin des schweizerischen Übertragungsnetzes. Im Bild Strommasten des Übertragungsnetzes in der Linthebene.

4.1 Struktur der Schweizer Netzbetreiber

Die Anzahl Netzbetreiber in der Schweiz ist zwischen 2014 und 2018 um knapp 6 Prozent auf 644 gesunken. Die Entwicklung hin zu weniger Netzbetreibern lässt sich bereits seit längerer Zeit beobachten. Gründe dafür sind einerseits Netzübernahmen und andererseits Gemeindefusionen. Die Anzahl Gemeinden sank gemäss amtlichem Gemeindeverzeichnis der Schweiz im Zeitraum 2013 bis 2017 von 2'408 auf 2'255 oder um 6 Prozent. Das Bevölkerungswachstum der Schweiz be-

trug in diesem Zeitraum etwas mehr als vier Prozent. Aufgrund dieser Effekte nahm die Anzahl Endverbraucher pro Netzbetreiber zu. Ein typischer Verteilnetzbetreiber bleibt jedoch klein (Abbildung 8), im Median versorgt er gut 1'500 Endverbraucher. Lediglich 81 Netzbetreiber versorgen mehr als 10'000 Endverbraucher, elf davon mehr als 100'000 Endverbraucher. Insgesamt versorgen die Schweizer Netzbetreiber zusammen mehr als 5.1 Millionen Kunden mit Elektrizität.

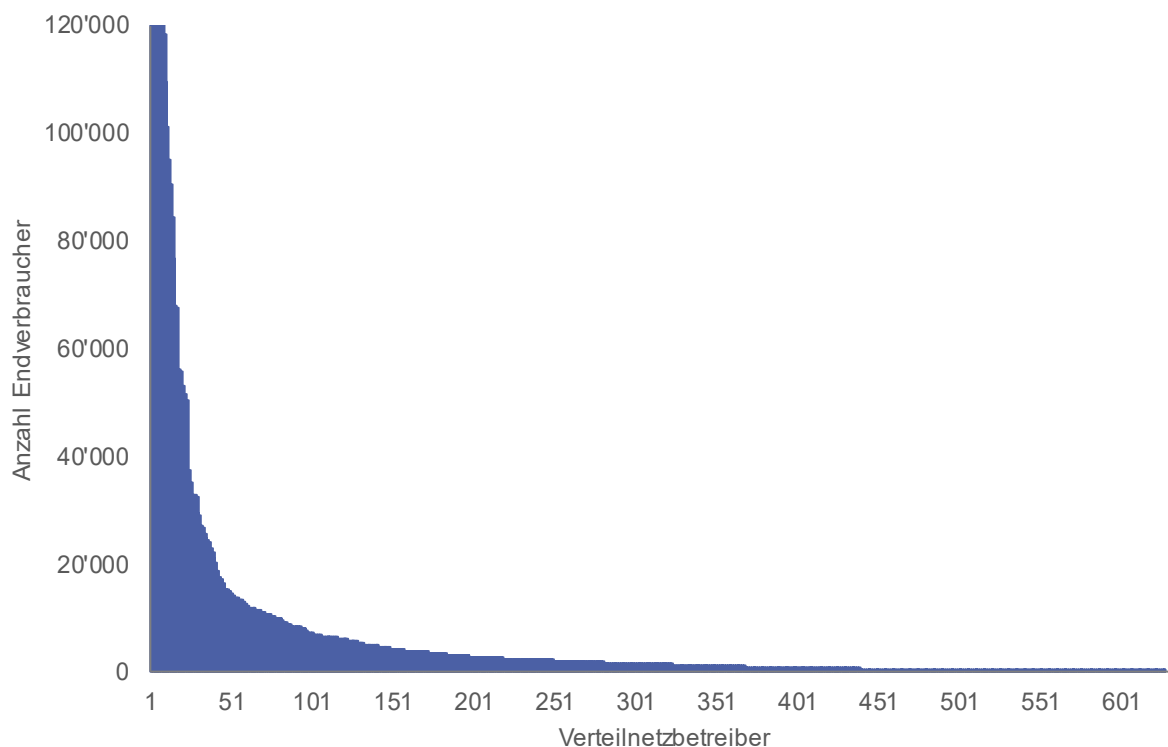


Abbildung 8: Anzahl Endkunden pro Verteilnetzbetreiber. Zugunsten der Lesbarkeit ist die vertikale Skala bei 120'000 Endverbrauchern abgeschnitten – das betrifft acht Verteilnetzbetreiber.

Zahlreiche Netzbetreiber beliefern auch Kunden mit freiem Marktzugang (vgl. Kap. 4.3) mit Energie oder sind in weiteren Geschäftsbereichen wie beispielsweise Elektroinstallationen oder Gebäudetechnik tätig. Die gesetzlichen Vorschriften zur Trennung des Netzbetriebs von den übrigen Bereichen (Entflechtung) erlangen daher zunehmend Bedeutung. Sie haben einerseits zum Ziel, Vorteile der Energieversorgungsunternehmen aus dem Monopolbereich gegenüber anderen Unternehmen in wettbewerblichen Bereichen zu verhindern. Andererseits sollen die Endkunden in der Grundversorgung vor sachfremden

Kosten geschützt werden. Die ElCom schenkte daher der buchhalterischen Entflechtung des Netzbetriebs, dem Verbot von Quersubventionierungen und der Verhinderung der Nutzung von Informationsvorteilen aus dem Netzbereich im Berichtsjahr ein besonderes Augenmerk. Insbesondere erarbeitete sie interne Grundlagen und informierte die Netzbetreiber an geeigneten Veranstaltungen über die Thematik und die gesetzlichen Vorgaben. Strafrechtlich relevante Verstöße gegen die Vorschriften zur Entflechtung werden demgegenüber durch das Bundesamt für Energie (BFE) verfolgt.

4.2 Marktzugang und Wechselrate

In der ersten Stufe der Marktöffnung des Schweizer Strommarkts haben nur Grossverbraucher mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100 MWh das Recht auf freien Marktzugang, d.h. das Recht den eigenen Stromanbieter frei zu wählen. Diese können jedes Jahr bis Ende Oktober entscheiden, ob sie im Folgejahr die Grundversorgung verlassen wollen. Einmal im freien Markt, kann ein Grossverbraucher nicht mehr in die regulierte Grundversorgung zurückkehren.

Die ElCom führt regelmässig eine Erhebung bei den grössten Verteilnetzbetreibern durch, um die Anzahl potenzieller und effektiver Endverbraucher im freien Markt feststellen zu können. Dabei werden derzeit 79 Netzbetreiber berücksichtigt, welche insgesamt 4.1 Millionen oder knapp 80 Prozent der Endverbraucher in der Schweiz versorgen. Von den 34'000 Endverbrauchern mit Recht auf freien Marktzugang (0.8 % aller Endverbraucher) haben 22'900, das sind 67 Prozent, ihr Recht genutzt. Die Endverbraucher in den Versorgungsgebieten dieser Netzbetreiber verbrauchen mit insgesamt 42.9 TWh rund 80 Prozent des Endverbrauchs in der Schweiz⁴. Von diesen 42.9 TWh geht mit 22.7 TWh etwas mehr als die Hälfte der Energie an Endverbraucher mit Recht auf freien Marktzugang.

Die Verbraucher, die den Marktzugang gewählt haben, verbrauchen 18.1 TWh oder 80 Prozent der zugangsberechtigten Energie.

Das Recht, den Stromlieferanten frei zu wählen, wurde in den ersten Jahren der Marktöffnung vergleichsweise wenig genutzt (Abbildung 9). In Anbetracht von sinkenden Marktpreisen nahm die Gruppe der Endverbraucher, die ihr Recht nutzten, in den Folgejahren stark zu. Im Jahr 2019 ist der Anteil der Endverbraucher im freien Markt leicht gesunken. Dieser Rückgang ist darauf zurückzuführen, dass die Anzahl Verbraucher mit Recht auf freien Marktzugang stärker gewachsen ist als die Anzahl Verbraucher, die den freien Marktzugang tatsächlich gewählt haben. Gemäss den aktuellsten Zahlen haben bisher zwei Drittel aller marktberechtigten Kunden in den Markt gewechselt (orange Kurve). Diese beziehen vier Fünftel der Energiemenge der Kunden mit Recht auf freien Marktzugang (blaue Kurve). Dies deutet darauf hin, dass die Verbraucher, die bisher nicht von ihrem Recht auf Marktzugang Gebrauch gemacht haben, vergleichsweise klein sind.

4 Im Durchschnitt der Jahre 2008 bis 2017 betrug der Endverbrauch, ohne öffentlicher Verkehr und Beleuchtung, 53.8 TWh (ohne öffentlicher Verkehr und Beleuchtung, Quelle: Bundesamt für Energie).

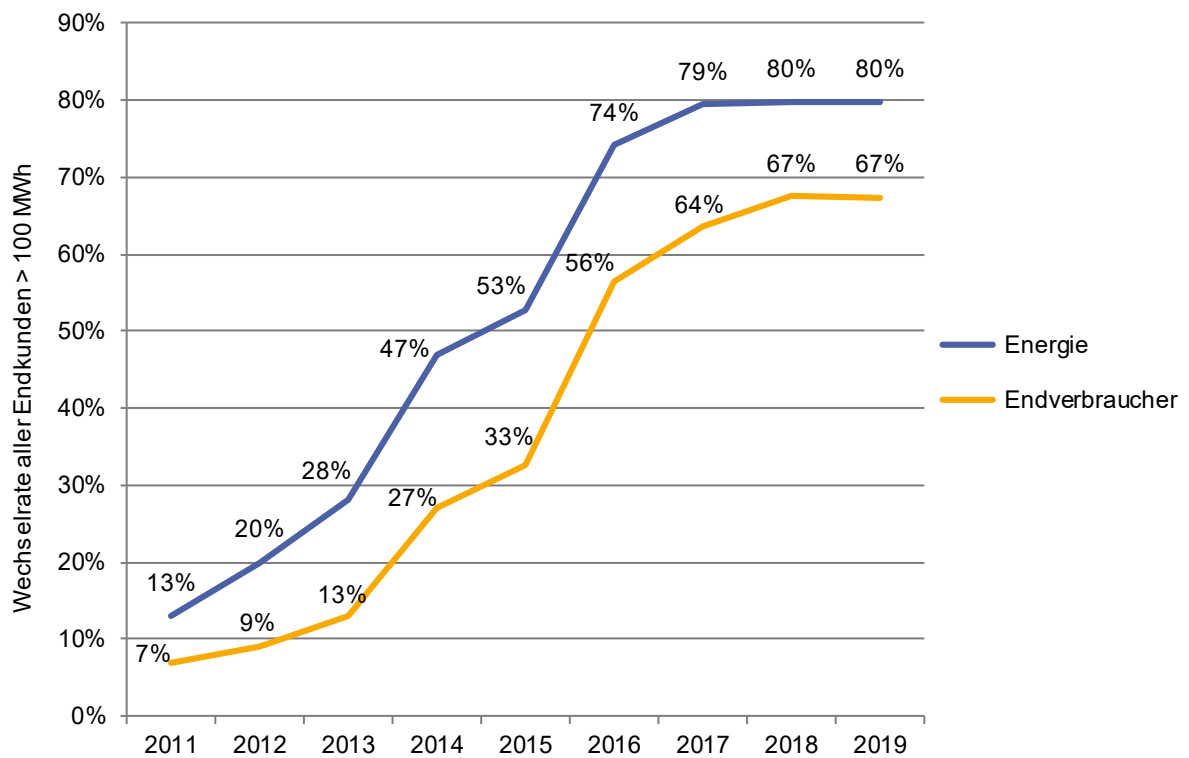


Abbildung 9: Übertritt in den freien Markt

Die folgende Abbildung 10 zeigt die Verteilung der abgesetzten Energiemengen in Abhängigkeit von der Netzbetreibergrösse. Knapp 43 Prozent der Strommenge, die im Verteilnetz an die Endverbraucher abgesetzt wird, liefern die grössten zehn Netzbetreiber (dunkelblau). Erweitert man die Menge auf

die grössten 50 Netzbetreiber, steigt der Anteil auf über 70 Prozent der Energielieferungen. Die nächstgrössten 50 Netzbetreiber liefern zusammen einen Zehntel, die restlichen Netzbetreiber einen Sechstel der von den Endverbrauchern konsumierten Energie.

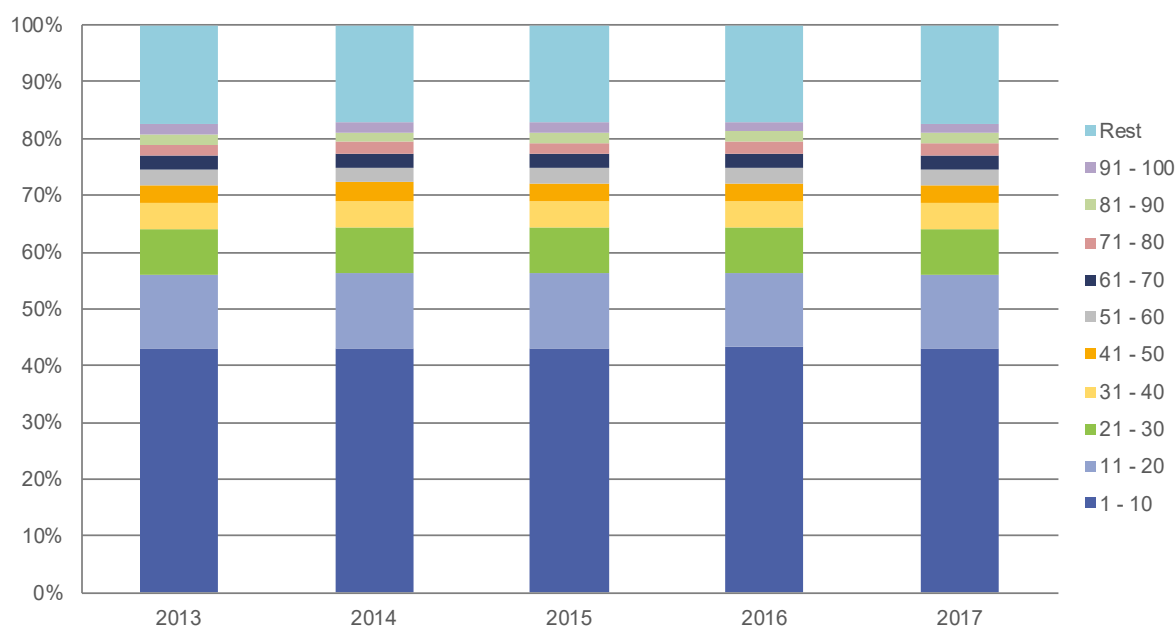


Abbildung 10: Prozentualer Anteil der Energielieferungen im Verteilnetz nach Unternehmensgrösse

4.3 Tarife Übertragungsnetz

Wie der Überblick in Tabelle 6 zeigt, bleiben die Tarife für das Übertragungsnetz erheblichen Schwankungen unterworfen. Gegenüber 2018 sinkt der Tarif für 2019 für die allgemeinen Systemdienstleistungen (SDL) um 25 Prozent. Neben geringeren Kosten für die Regelleistungsvorhaltung wirkte sich der Abbau bestehender Überdeckungen tarifsens-

kend aus. Die Netznutzungstarife, welche in Artikel 15 Absatz 3 Stromversorgungsverordnung (StromVV) geregelt sind (30 Prozent Arbeitstarif, 60 Prozent Leistungstarif, 10 Prozent Grundtarif), konnten gegenüber dem Vorjahr um rund 18 Prozent reduziert werden. Demgegenüber wurde der Tarif für die Wirkverluste von 0.08 auf 0.14 Rp./kWh erhöht.

	2015	2016	2017	2018	2019
Netznutzung					
Arbeitstarif [Rp./kWh]	0.22	0.25	0.25	0.23	0.19
Leistungstarif [CHF/MW]	36'100	41'000	41'000	38'200	31'100
Fixer Grundtarif pro Ausspeisepunkt	336'300	387'700	387'700	365'300	288'000
Allgemeiner SDL-Tarif [Rp./kWh]	0.54	0.45	0.40	0.32	0.24
Allgemeiner SDL-Tarif					
Wirkverluste [Rp./kWh]	0.11	0.11	0.08	0.08	0.14

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

Um die Netztarife verschiedener Netzbetreiber zu vergleichen, rechnet die ElCom die beiden Tarifkomponenten Leistungs- und Grundtarif in Rp./kWh um. Werden die einzelnen Tarifkomponenten des Übertragungsnetzes in Rappen pro Kilowattstunde zusammengefasst, resultiert im Jahr 2018 ein Wert von 0.97 Rp./kWh. Insgesamt bezahlt ein typischer Haushalt mit einem Jahresverbrauch

von 4500 kWh (Kategorie H4: 5-Zimmer Wohnung mit Elektroherd und Tumbler aber ohne Elektroboiler) für den Transport und die Verteilung von Energie 9.4 Rp./kWh an Netznutzungsentgelt (vgl. folgender Abschnitt, Abbildung 11). Damit entspricht der Anteil des Übertragungsnetzes an den tarifierten Netzkosten dieses Haushalts rund 10 Prozent.

4.4 Tarife Verteilnetz

Tarifstruktur im Allgemeinen

Das teilrevidierte Stromversorgungsgesetz vom 23. März 2007 und die Änderungen der Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008 sind am 1. Januar 2018 in Kraft getreten. Damit änderten sich auch gewisse Vorgaben zur Ausgestaltung der Netznutzungstarife. Viele Netzbetreiber haben diese deshalb für das Jahr 2019 angepasst. Die ElCom beantwortete in diesem Zusammenhang zahlreiche Fragen zur Zulässigkeit verschiedener Ausgestaltungsvarianten. Einige davon sind in der ergänzten Mitteilung «FAQ ES2015: Fragen und Antworten zur Energiestrategie 2050» auf der Webseite der ElCom publiziert. Unter anderem aufgrund der erwähnten Gesetzesänderungen, der Einführung von Smartmetern, dem vermehrten Einsatz dezentraler Energieerzeugungsanlagen und der damit einhergehenden erwünschten Flexibilisierung der Netzlast sahen einige Netzbetreiber zudem neuartige und teilweise dynamische Tarifmodelle bei den Netznutzungs- und Energieliefertarifen vor. Die ElCom befasste sich mit dem Thema und bearbeitete dazu zahlreiche Anfragen. Einige davon sind in der Mitteilung «Fragen und Antworten zu neuartigen und dynamischen Netznutzungs- und Energieliefertarifen» auf der Webseite der ElCom festgehalten. Nach der Publikation der Tarife

durch die Netzbetreiber Ende August 2018 zeigte sich, dass noch nicht alle Tarife gesetzeskonform ausgestaltet waren. Die ElCom forderte daher die Netzbetreiber auf, ihre Tarife für das Jahr 2019 noch einmal zu überprüfen und gegebenenfalls anzupassen.

Im Jahr 2019 beträgt der durchschnittliche Strompreis für einen Haushalt mit dem Konsumprofil H4 20.4 Rp./kWh (Abbildung 11). Hochgerechnet auf ein Jahr entspricht dies bei einem Verbrauch von 4500 kWh einer Stromrechnung von 918 Franken. Der Strompreis setzt sich aus vier Elementen zusammen: dem Netznutzungsentgelt, dem Energiepreis, den Abgaben an das Gemeinwesen sowie den Bundesabgaben zur Förderung heimischer erneuerbarer Energien. Die Netzbetreiber müssen die ersten drei Komponenten spätestens Ende August vor dem jeweiligen Tarifjahr publizieren. Der Strompreis ist im Median 2019 gleich hoch wie im Vorjahr. Es gab jedoch Veränderungen bei den einzelnen Komponenten. Während die Netztarife um 0.2 Rp./kWh sanken, stiegen die Energietarife um 0.2 Rp./kWh. Die Förderabgaben für erneuerbare Energien sowie die Abgaben an das Gemeinwesen blieben konstant. Seit dem Tarifjahr 2018 deklarieren die Netzbetreiber

sowohl das günstigste als auch ihr Standardprodukt. Das Standardprodukt wird dem Endverbraucher in Rechnung gestellt, wenn er nicht aktiv ein anderes Produkt wählt. Es be-

zieht sich in aller Regel ausschliesslich auf die Energie. Aufgrund dessen sind die Tarife des Verteilnetzes ab 2018 nur beschränkt mit den vorherigen Jahren vergleichbar.

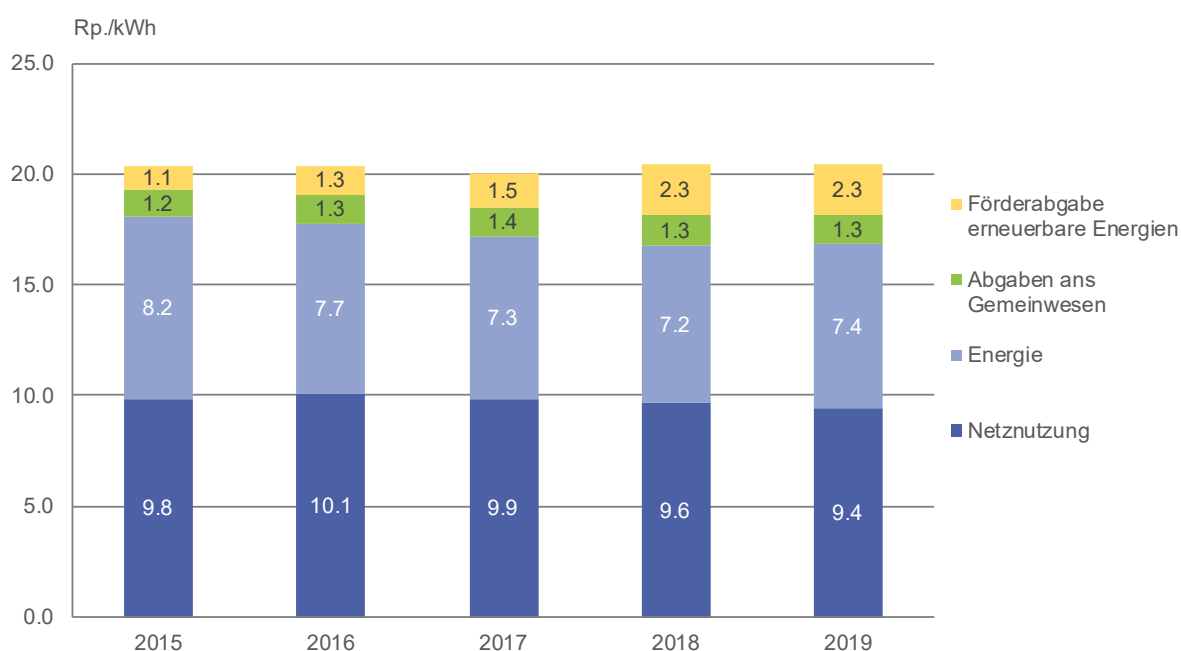


Abbildung 11: Kostenbestandteile des mittleren Gesamtstrompreises für das Konsumprofil H4 (exkl. MwSt.)

Die Tarifzahlen in Abbildung 11 beziehen sich auf nationale Mediane. Auf kantonaler und kommunaler Ebene gibt es jedoch teils erhebliche 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) unter dem Link «Strompreis-Übersicht» zu finden. In den nachfolgenden Abbildungen 12 bis 15 werden die kantonalen Mediantarife verglichen. Je weiter entfernt der kantonale vom Schweizer Medianwert liegt, desto roter (höherer Tarif) bzw. grüner (tieferer Tarif) wird die Kantonsfläche. Die Farbveränderungen zeigen also, wie sich die kantonalen Tarife relativ zum nationalen Ver-

gleichswert entwickeln. Hatte beispielsweise der Kanton Basel-Stadt im Jahr 2015 vergleichsweise günstige Netztarife (hellgrün), sind diese heute eher teuer (orange).

Die nachfolgend abgebildeten Landkarten zeigen jeweils die Situation in den Jahren 2015 und 2019. Einzig die Tarifbestandteile Netz und Energie sind von den Netzbetreibern direkt beeinflussbar und werden durch die ElCom kontrolliert. Der Medianwert der Netznutzungsentgelte ist im Beobachtungszeitraum um etwa 0.5 Rp./kWh zurückgegangen, die Energietarife sanken im Median um etwa 0.7 Rp./kWh. In den letzten zehn Jahren sind die Energietarife um 1.5 Rp./kWh oder knapp 20 Prozent gesunken.

Netznutzung

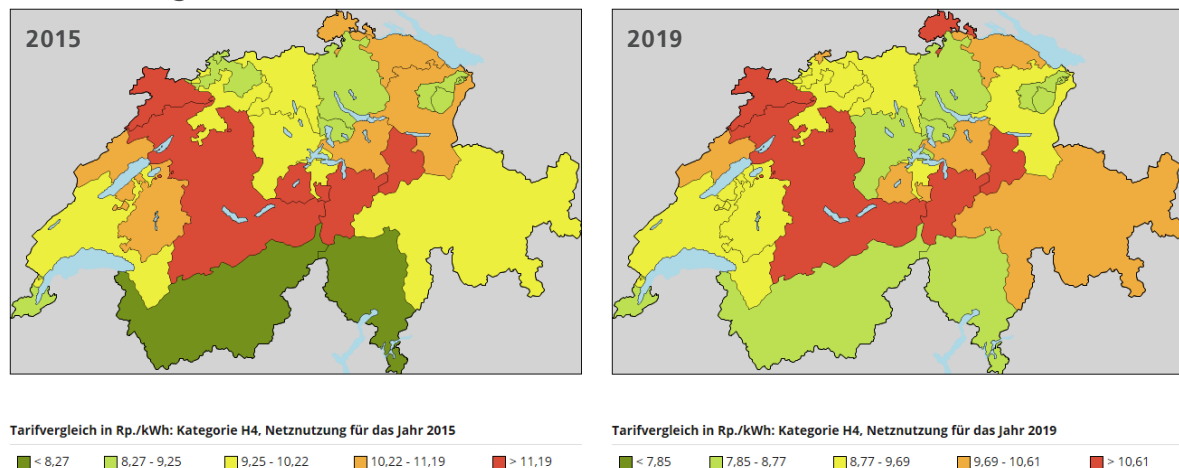


Abbildung 12: Vergleich der mittleren kantonalen Tarife (Median) für die Netznutzung für das Konsumprofil H4 der Jahre 2015 und 2019

Energie

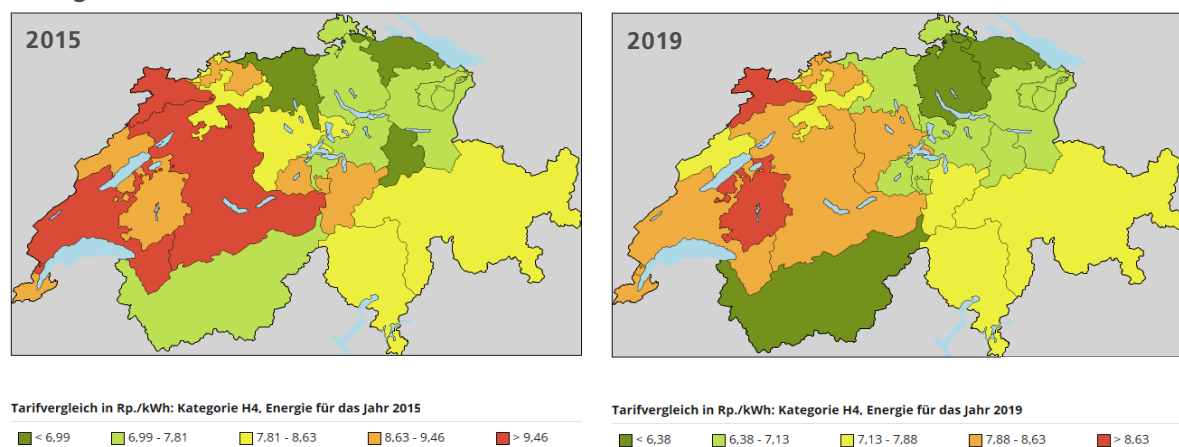


Abbildung 13: Vergleich der mittleren kantonalen Tarife (Median) für die Energie für das Konsumprofil H4 der Jahre 2015 und 2019

In Abbildung 14 sind die Mediane der kantonalen und kommunalen Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen abgebildet. Keine Berücksichtigung finden darin die schweizweit einheitlichen Bundesabgaben zur Förderung der erneuerbaren Energien⁵. Die Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen werden nicht durch die ElCom kontrolliert. Der Grund dafür ist, dass sie

im lokalen politischen Entscheidungsprozess bestimmt werden. Der Medianwert der Abgaben und Leistungen ist im Beobachtungszeitraum konstant geblieben. Es fällt auf, dass es häufig hohe und tiefe, aber eher selten mittlere Beträge (gelb eingezeichnet) gibt.

⁵ Da der Netzzuschlag schweizweit einheitlich ist, wird auf eine gesonderte Abbildung verzichtet. Er ist jedoch im Total der Abbildung 15 enthalten.

Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen

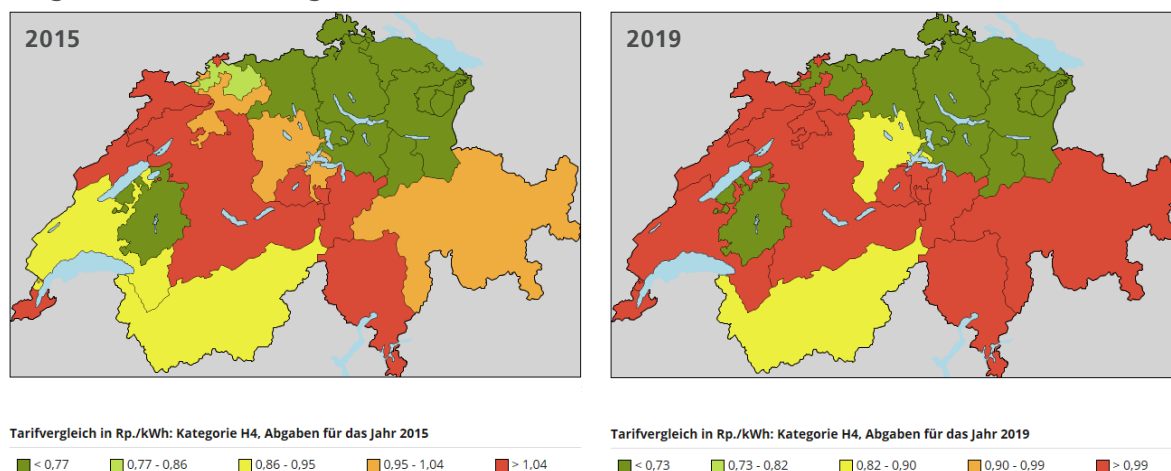


Abbildung 14: Vergleich der kantonalen Mediantarife für die kantonalen und kommunalen Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen für das Konsumprofil H4 der Jahre 2015 und 2019

Aufsummiert zum Gesamttarif hat sich der Median im Beobachtungszeitraum kaum verändert. Im Gesamttarif ist auch der Netzzuschlag zur Förderung der erneuerbaren Energien enthalten. Dieser wurde in den Jahren 2015 bis 2019 sukzessive von 1.1 Rp./kWh auf 2.3 Rp./kWh verdoppelt. Der Anteil von Netzzu-

schlag und Abgaben an das Gemeinwesen am Stromtarif ist dadurch im Beobachtungszeitraum von 11 auf 18 Prozent gestiegen. Aufgrund der Netzzuschlagerhöhung blieb der Median des Gesamtstromtarifs trotz tieferen Netz- und Energietarifen etwa gleich hoch.

Gesamtstromtarif

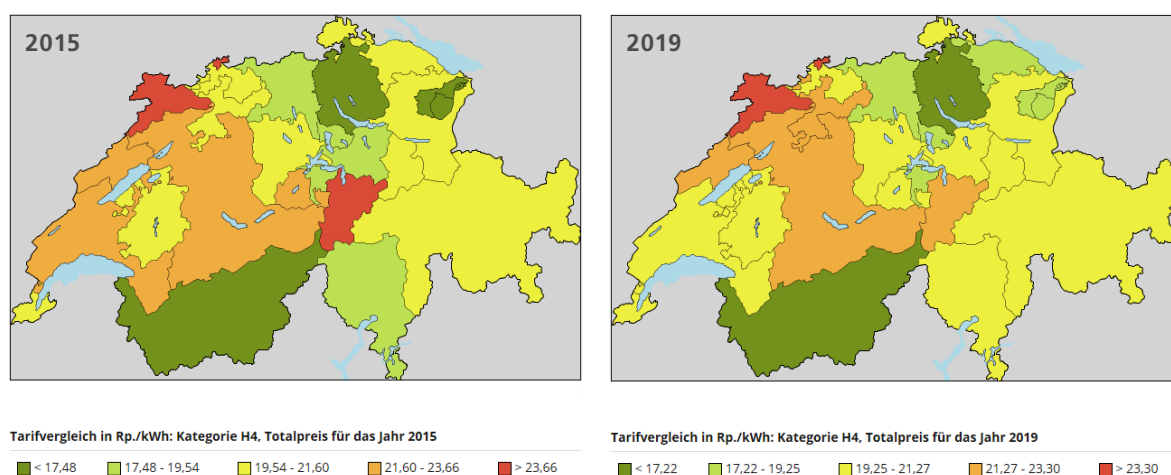


Abbildung 15: Vergleich der mittleren kantonalen Tarife (Median) für den Gesamtstrompreis für das Konsumprofil H4 der Jahre 2015 und 2019

4.5 Prüfungen zu Tarifen

Die ElCom hat im Berichtsjahr die Konformität der Tarife entsprechend ihrer bisherigen Praxis 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 rund 180 Tests auf Fehler, Inkonsistenzen sowie unplausible Angaben und stellt diese Auswertung dem Netzbetreiber zur Korrektur oder Begründung zu. Insgesamt wurden dabei über 10'000 Bemerkungen an die Netzbetreiber geschickt. Die 627 Netzbetreiber, welche bis und mit der ersten Mahnung ihre Kostenrechnung einreichten, haben die Auswertung noch im Berichtsjahr mit der Aufforderung erhalten, die auffälligen Angaben zu prüfen und gegebenenfalls zu korrigieren oder sie zu begründen.
- Die ElCom überprüft gezielt Netzbetreiber, die auch nach der Überarbeitung gesetzeswidrige oder nicht plausible Werte in der Kostenrechnung ausweisen. Die ElCom hat im Berichtsjahr wie bereits im Jahr zuvor insbesondere die fehlerhafte Berechnung von Deckungsdifferenzen aus den Vorjahren sowie zu hohe Gewinne bei der Umsetzung der 95-Franken-Regel gerügt. Bei den Deckungsdifferenzen geht es einerseits um deren Ermittlung in einem Jahr und andererseits um den Übertrag in das Folgejahr. Demgegenüber betrifft die 95-Franken-Regel die Kosten und Gewinne im Energievertrieb bei Endverbrauchern in der Grundversorgung. Insgesamt wurden so die Tarife von 32 Netzbetreibern näher angesehen und wo nötig korrigiert.
- Im Weiteren prüft die ElCom, ob die Netzbetreiber diverse Kriterien zu Tarifhöhe, Kosten und Einhaltung der 95-Franken-Regel erfüllen. Insgesamt erwiesen sich 92 Netzbetreiber bei sämtlichen Kriterien als unauffällig. Diesen teilte die ElCom gegen Ende des Berichtsjahres mit, dass sie darauf verzichtet, im nächsten Jahr gegen ihre Tarife ein Verfahren von Amtes wegen zu eröffnen.

Bewertung des Netzes:

Bei der Bewertung der Netze standen die gleichen Probleme wie in früheren Jahren im Vordergrund. Auch im Berichtsjahr ist die ElCom auf Anlagen gestossen, deren synthetischen Werte nicht sachgerecht hergeleitet, nur ungenügend dokumentiert oder aufgrund einer sehr geringen Anzahl von historisch bewerteten Anlagen ermittelt wurden. Synthetische Werte müssen auf eine transparente und nachvollziehbare Weise anhand der Anschaffungs- und Herstellungskosten einer genügenden Anzahl vergleichbarer Anlagen hergeleitet werden. Andernfalls besteht die Gefahr, dass sie den Wert einer vergleichba-

ren Anlage überschreiten und so Artikel 13 Absatz 4 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.

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 entgegen Artikel 7 Absatz 5 StromVV nicht verursachergerecht, sachgerecht und nachvollziehbar sind.

Energiekosten:

Im Bereich der Energielieferungen an Endverbraucher in Grundversorgung standen im Berichtsjahr die Themen Durchschnittspreismethode und die 95-Franken-Regel im Vordergrund.

Durchschnittspreismethode:

Mit der Schlussabstimmung vom 15. Dezember 2017 hatte das Parlament an Artikel 6 Absatz 5 StromVG und somit an der sogenannten Durchschnittspreismethode der ElCom festgehalten. Bei Letzterer geht es um die Frage, wie die Kosten der Strombeschaffung zwischen den im Monopol gefangenen Endverbrauchern in Grundversorgung und den freien Marktkunden aufzuteilen sind.

Gestützt auf die der ElCom eingereichten Kostenrechnungsdaten konnten einige Netzbetreiber identifiziert werden, welche ihren festen Endverbrauchern in den vergangenen Jahren überproportional hohe Energiekosten verrechnet hatten und somit möglicherweise die Durchschnittspreismethode nicht nach der Praxis der Gerichte und der ElCom angewendet hatten.

Die ElCom forderte im Berichtsjahr zwölf auffällige Netzbetreiber auf, die Kosten für die Energielieferungen an Endverbraucher in Grundversorgung nach Massgabe der gesetzlichen Vorgaben und der Rechtsprechung neu zu berechnen und den Korrekturbetrag über die Deckungsdifferenzen auszugleichen. Zwei weitere Versorger mussten zusätzlich aufgefordert werden, erst die zur Beurteilung notwendigen Datengrundlagen nachzureichen. Bis zum Jahresende sind fünf Netzbetreiber der Aufforderung der ElCom vollumfänglich nachgekommen; die Fälle konnten abgeschlossen werden. Demgegenüber musste gegen fünf Unternehmen ein offizielles Tarifprüfungsverfahren eröffnet werden. Bei den übrigen Fällen bestehen noch gewisse Differenzen in der konkreten Umsetzung, und ein Netzbetreiber erwies sich letztlich in einem anderen Themenbereich als auffällig.

95-Franken-Regel:

Einen weiteren Schwerpunkt hat die ElCom bei der sogenannten 95-Franken-Regel gelegt und bei diversen Netzbetreibern eine Anpassung verlangt. Diese Regel wurde von der ElCom entwickelt, um auf einfache Art und Weise eine Beurteilung der angemessenen Verwaltungs- und Vertriebskosten und des Gewinns der Netzbetreiber im Energievertrieb in der Grundversorgung zu ermöglichen.

Die ElCom hat im Berichtsjahr zudem die Kosten- und Gewinnsituation im Energievertrieb eingehend analysiert. Dabei hat sie festgestellt, dass die bisher geltenden Schwellenwerte von 95 Franken und 150 Franken nicht mehr zu angemessenen Energietarifen führen. Die Netzbetreiber insgesamt senkten zwar im Verlauf der letzten Jahre die Kosten im Energievertrieb deutlich, sie erhöhten aber damit ihre Gewinne und die Endverbraucher konn-

ten an der Effizienzsteigerung nicht teilhaben. Die ElCom legte daher ab dem 1. Januar 2020 neue Schwellenwerte von 75 Franken und 120 Franken zur Überprüfung der Energietarife grundversorgter Endkunden fest. Die Angemessenheit der Schwellenwerte wird inskünftig alle zwei Jahre neu beurteilt. Die detaillierte Anwendung der 75-Franken-Regel hielt die ElCom in ihrer neuen Weisung 5/2018 fest.

4.6 Gerichtspraxis

Im Urteil A-1344/2015 vom 28. Juni 2018 hat sich das Bundesverwaltungsgericht mit den anrechenbaren Energiekosten der Repower AG auseinandergesetzt. Zu beurteilen war, wie die sogenannte Durchschnittspreismethode (vgl. BGE 142 II 451 E. 5) bei einer Unternehmensgruppe anzuwenden ist. Das Bundesverwaltungsgericht kam zum Schluss, dass die gesellschaftsrechtlichen Strukturen einer wirtschaftlich eng verflochtenen Unternehmensgruppe bei der Kostenzuteilung zwischen festen Endverbrauchern und freien Kunden aufgrund des offenen Wortlauts nicht zwingend massgebend sein können. Mit Blick auf die wirtschaftliche Verflechtung sprach es sich im konkreten Fall für eine Ge-

samtbetrachtung der Gesamtunternehmensgruppe aus. Hinsichtlich des Energieportfolios stützte es die Praxis der ElCom, wonach nicht nur die für die Versorgung der festen Endverbraucher bezeichneten Produktions- und Beschaffungsquellen zu berücksichtigen sind, sondern das gesamte Energieportfolio. Dieses umfasst unter anderem auch die Beschaffung für Weiterverteiler sowie die übrigen Handelsaktivitäten. Die Sache wurde schliesslich zur Neuurteilung des Einbezugs der langfristigen ausländischen Bezugsverträge an die ElCom zurückgewiesen. Auf die Beschwerde gegen dieses Urteil ist das Bundesgericht nicht eingetreten (Urteil 2C_739/2018 vom 8. Oktober 2018).

4.7 Sunshine-Regulierung

Die Sunshine-Regulierung soll mit Hilfe eines transparenten und standardisierten Vergleichsprozesses die Qualität, Kosten und Effizienz der Netzbetreiber besser sichtbar machen. Diese Regulierungsform findet in Ergänzung zu den heutigen Tarifprüfungsverfahren Anwendung. Ausgewählte Indikatoren in den

Bereichen Versorgungs- und Dienstleistungsqualität sowie Kosten und Tarife messen dabei die Güte, Kosten und Effizienz der Leistungserbringung der einzelnen Anbieter. Indikatoren im Bereich Compliance weisen zudem die Einhaltung gesetzlich vorgeschriebener Termine und regulatorischer Vorgaben

aus. Der direkte Vergleich soll unter den Netzbetreibern Anreize schaffen, allfällige eigene Schwächen zu beheben, ohne dass der Regulator eingreifen muss. Bei diesen Vergleichen werden Netzbetreiber mit ähnlichen Strukturen in Vergleichsgruppen zusammengefasst.

Zur Berechnung der Indikatoren verwendet die ElCom Daten, welche ihr die Netzbetreiber im Rahmen der Kostenrechnungen und den Erhebungen zur Versorgungsqualität jährlich einreichen. Ebenso greift die ElCom auf öffentlich zugängliche Daten des Bundesamtes für Statistik (BFS) zurück. Dadurch entsteht für die Netzbetreiber durch die Sunshine-Regulierung praktisch kein zusätzlicher administrativer Aufwand.

Die Arbeiten im Zusammenhang mit der Sunshine-Regulierung beschäftigten die ElCom das ganze Jahr. Wie bereits im Vorjahr war die Schaffung einer rechtlichen Grundlage im Rahmen der Revision des StromVG ein wichtiges Thema. Ziel soll es sein, die Publikation der individuellen Ergebnisse der Netzbetreiber zu ermöglichen.

In den ersten Monaten des Berichtsjahrs standen die Bildung der Vergleichsgruppen und die

Berechnung der Indikatoren im Vordergrund. Dazu hat die ElCom die rund 640 Netzbetreiber nach topografischen Gegebenheiten, Siedlungsdichte sowie aufgrund der Menge an ausgespielter Energie an Endverbraucher (Energiedichte) in insgesamt acht Vergleichsgruppen eingeteilt. Zudem errechnete die ElCom die nötigen Indikatoren für die vierte Runde. Die individuellen Ergebnisse wurden den Betreibern nach Sprachen gestaffelt im Sommer 2018 zugesandt. Wie bereits in den Vorjahren wurden sämtliche Vergleichsergebnisse nur den jeweiligen Netzbetreibern zugestellt. Im Vergleich zu den vorangehenden Runden wurde im Berichtsjahr neu die Zahl der Energieprodukte ausgewiesen. Erstmals verglichen wurden zudem Informationen an Endverbraucher im Falle geplanter Unterbrüche.

Wie in früheren Jahren hat die ElCom zahlreiche erläuternde Dokumente zur Sunshine-Regulierung auf ihrer Internetseite veröffentlicht. Diese Publikationen richten sich in erster Linie an die betroffenen Netzbetreiber, aber auch an eine interessierte Öffentlichkeit.

4.8 Messwesen

Zur Umsetzung des Bundesgerichtsurteils 2C_1142/2016 vom 14. Juli 2017 hatte die ElCom das Verfahren betreffend Wechsel des Messdienstleisters bereits 2017 wieder aufgenommen. Zu klären war die Frage, ob durch die Beauftragung eines Dritten der sichere Betrieb des Netzes gefährdet würde. Die ElCom führte mit den Parteien eine Sitzung durch. Dabei wurden die Fragen behandelt, ob Verrechnungsmessungen einen Einfluss auf den sicheren Betrieb des Netzes haben, inwiefern die Beauftragung eines Dritten den sicheren Betrieb des Netzes gefährden und mit wel-

chen Massnahmen dies vermieden werden kann. Der Netzbetreiber machte keine Gefährdung des sicheren Netzbetriebs geltend und akzeptierte den Antrag des Gesuchstellers auf Übergabe der Messdienstleistungen an einen Dritten im Sinne der vom Netzbetreiber veröffentlichten Richtlinien. Auf Antrag der Parteien schrieb die ElCom das Verfahren im Frühling infolge Gegenstandslosigkeit ab.

Aufgrund der vielerorts hohen Messtarife hat die ElCom im Oktober 2016 beschlossen, die Messkosten und die Messausrüstungen in der

Schweiz vertieft zu untersuchen. Zwischen Mai und Oktober 2017 wurden daraufhin die 2016 in der Schweiz verwendeten Zähler, die Messpunkte, die Kosten des Messwesens sowie insbesondere die Kosten der Lastgangmessungen mit Fernauslesung erhoben. Die Auswertung der Erhebung konnte im Frühling 2018 abgeschlossen werden. Die Ergebnisse wurden im Juni 2018 in einem Bericht publiziert.

Die Grundlage des Berichts bildete ein Fragebogen. Dieser wurde von 94 Prozent der angeschriebenen Netzbetreiber, die über 99 Prozent aller Messpunkte verfügen, ausgefüllt. In der Messkostenerhebung sind somit praktisch alle Netzbetreiber und Messpunkte der Schweiz enthalten.

Von den insgesamt 5.4 Millionen erfassten Messpunkten wurden im Untersuchungsjahr rund 90 Prozent vor Ort abgelesen. Rund 8 Prozent bilden intelligente Messsysteme (Smartmeter), rund 2 Prozent bilden Lastgangmessungen. Netze mit Anteilen intelligenter Messsysteme haben 23 bis 58 Prozent höhere Messkosten. Die gesamten jährlichen Messkosten pro Messpunkt liegen bei den meisten Netzbetreibern zwischen 20 und 100 Franken (Median CHF 48). Skaleneffekte konnten nicht festgestellt werden. Der Anteil der Messkosten an den gesamten Netzkosten (ohne Vorliegerkosten und SDL) beträgt im Median 6 Prozent.

Der Bericht zeigt, dass die Messkosten für Lastgangmessungen mit Fernübertragung und Datenauswertung bei rund 25 Prozent der Versorger über den von der ElCom als unauffällig bezeichneten 600 Franken jährlich liegen. 50 Prozent der Netzbetreiber haben Kosten bis höchstens 600 Franken ausgewiesen. Die Kosten von 600 Franken sind bei einem effizienten Messbetrieb entgegen aller von den Netzbetreibern geäusserten Kritik somit realistisch. Selbst unter Berücksichti-

gung der Übertragungskosten, welche nicht Teil der genannten 600 Franken sind, sind Kosten unterhalb von 600 Franken realisierbar. Werden die Kosten für Lastgangmessungen mit Fernübertragung mit den Tarifen verglichen, gibt es bei einem Teil der Netzbetreiber grosse Differenzen. So verrechneten beispielsweise 60 Prozent der Versorger höhere Tarife pro Lastgangmessung, als sie bei den Kosten (inkl. Übertragungskosten) ausgewiesen hatten. Der Median bei den Tarifen lag bei diesen Netzbetreibern bei 900 Franken, derjenige bei den Kosten bei 575 Franken. 117 Netzbetreiber stellten Tarife ab 1.000 Franken in Rechnung. Hohe Tarife für Lastgangmessungen und die nach Auffassung der ElCom unzulässige doppelte Verrechnung der Messtarife bei zwei Lastgangmessungen am gleichen Standort stellen einen wesentlichen Kostenblock beim Betrieb von Produktionsanlagen dar. Sie können Investitionen in erneuerbare Energien behindern.

Aufgrund der Anfang 2018 im Rahmen der Energiestrategie 2050 in Kraft getretenen neuen Rechtsgrundlagen im Messwesen wurden verschiedene Fragen an die ElCom herangetragen. Diese betrafen insbesondere den Umgang mit intelligenten Messsystemen und die Anrechenbarkeit von Messkosten. Die ElCom hat die Fragen gesammelt und im April 2018 in ihren «Fragen und Antworten zur Energiestrategie 2050» mit den dazugehörigen Antworten veröffentlicht. Im Oktober 2018 wurde das Dokument aktualisiert.

Ebenfalls im Oktober 2018 hat die ElCom eine Mitteilung zur Zulässigkeit und Anrechenbarkeit des Einsatzes intelligenter Messsysteme veröffentlicht. Hintergrund der Mitteilung ist die gesetzliche Verpflichtung der Verteilnetzbetreiber, ab 2018 bei neu angeschlossenen Energieerzeugungsanlagen sowie bei Endverbrauchern, die in den freien

Markt wechseln, intelligente Messsysteme gemäss den Vorgaben der StromVV einzusetzen. Die StromVV schreibt für diese Messsysteme insbesondere die Durchführung einer Sicherheitsprüfung und die anschliessende Zulassung durch das Eidgenössische Institut für Metrologie METAS vor. Zugelassene Messsysteme werden jedoch voraussichtlich nicht vor der zweiten Hälfte 2019 auf dem Markt verfügbar sein. Für das Jahr 2018 enthält die StromVV daher eine ausdrückliche Ausnahmebestimmung, die den Einsatz intelligenter Messsysteme auch dann zulässt, wenn diese die Voraussetzungen der StromVV noch nicht vollständig erfüllen. Diese Ausnahmebestimmung gilt jedoch gemäss ihrem Wortlaut ab Anfang 2019 nicht mehr. Die ElCom hat in ihrer Mitteilung unter ande-

rem darlegt, dass für die beiden erwähnten Verwendungszwecke bis zur Verfügbarkeit StromVV-konformer Smartmeter auch ab dem Jahr 2019 Smartmeter eingesetzt werden dürfen, welche den Anforderungen der StromVV (noch) nicht genügen.

Im Dezember 2018 hat die ElCom ferner gemeinsam mit dem METAS ein Merkblatt zum Einsatz intelligenter Messsysteme bei einem Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) publiziert. In der Mitteilung wird für die im Rahmen eines ZEV eingesetzten intelligenten Messsysteme dargelegt, inwiefern diese der StromVV und der Messmittelverordnung (MessMV) sowie der Verordnung des EJPD über Messmittel für elektrische Energie (EMmV) unterstehen.

4.9 KEV und Einmalvergütung

Die Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien wurde per 1. Januar 2018 grundlegend neu gestaltet. Seit diesem Datum ist es nicht mehr Aufgabe der ElCom, Entscheidungen der Pronovo AG auf diesem Gebiet zu beurteilen. Nach dem Übergangsrecht bleibt sie jedoch für anhängige Fälle zuständig. Im Berichtsjahr erliess die ElCom im Bereich der Einmalvergütung (EIV), der Kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV), der wettbewerblichen Ausschreibungen und der Rückliefervergütungen insgesamt 196 Verfügungen.

In 12 Verfahren hat die ElCom einen Entscheid des Bundesverwaltungsgerichts vom 5. Juni 2017 (A-195/2016) vollzogen und festgestellt, dass die fraglichen Photovoltaikanlagen optisch integriert sind. Sie hat diese Anlagen daher als integriert beurteilt und im Sinne des Vertrauensschutzes eine einmalige Entschädi-

gung zuerkannt, die die tatsächlichen Kosten deckt, welche durch die Anpassung der Anlage an die Anforderungen einer früheren, nicht mit der Energieverordnung vereinbaren Richtlinie des BFE entstanden sind.

Zahlreiche Beschwerden bei der ElCom betrafen Bescheide, in denen die Swissgrid AG den höheren Vergütungssatz für integrierte Photovoltaikanlagen an den tieferen Satz für angebaute Anlagen angepasst hat. Die ElCom hat zu dieser Frage zwei Pilotentscheide gefällt, in denen sie die Verfügungen der Swissgrid AG wegen fehlender Begründung und Verletzung des rechtlichen Gehörs aufhob. Daraufhin hob die Pronovo AG ihre Kategorisierungsentscheide auf, und die ElCom erliess 168 Abschreibungsverfügungen. Gegen zwei davon wurde beim Bundesverwaltungsgericht Beschwerde eingereicht.

Die ElCom erliess sechs Verfügungen betreffend die Nichtgenehmigung einer Fristerstreckung für Projektfortschrittsmeldungen. In vier Fällen wurde die Beschwerde abgewiesen, da die Verspätung durch die Beschwerdeführerin selbst verschuldet war (fehlende professionelle Planung, die sich in der mangelnden Reife des Projekts äussert). In zwei Fällen wurde die Beschwerde gutgeheissen, da die Verzögerung nicht auf ein Verschulden der Beschwerdeführerin zurückzuführen war; Grund dafür war eine Einsprache von Umweltschutzverbänden gegen die Sonderbewilligung, die bis zum Bundesgericht weitergezogen wurde und von vornherein unbegründet war, da es sich um ein Gebiet handelt, in dem ein Kleinwasserkraftwerk ohne raumplanerische Massnahme errichtet werden kann. Die Fristen für die Projektfortschritts- und Inbetriebnahmemeldung wurden verlängert.

In einem Fall qualifizierte die ElCom eine Anlage vom Typ GSE IN-ROOF SYSTEM als inte-

grierte Anlage. In einem weiteren Fall trat sie nicht auf eine Beschwerde ein, weil die Beschwerdeführerin den Kostenvorschuss nicht innerhalb der gesetzten Frist geleistet hatte.

In einem Fall war die Schlussabrechnung eines Programms aus den wettbewerblichen Ausschreibungen streitig. Die ElCom hat unter Bezugnahme auf die Bedingungen, welche für die konkrete Ausschreibungsrunde Anwendung finden, den Anspruch auf Auszahlung der gesamten in Aussicht gestellten Fördersumme verfügt.

Das Bundesverwaltungsgericht hat entschieden, dass eine erheblich erweiterte oder erneuerte Energieerzeugungsanlage auch im Jahr der Ausserbetriebnahme die tagesgenau errechnete, erforderliche Mindestproduktion erreichen muss und eine hypothetische Aufrechnung nicht zulässig ist. Wird die erforderliche Mindestproduktion nicht erreicht, wird die Anlage auf den Marktpreis gesetzt.

5 Marktüberwachung



Seit 2016 müssen Schweizer Marktteilnehmer, die am europäischen Stromgrosshandel tätig sind und damit unter REMIT fallen, der ElCom detaillierte Informationen über ihre Handelsaktivitäten zur Verfügung stellen.

5.1 Markttransparenz im Stromgrosshandel

In der ElCom werden die für die Überwachung des Energiegrosshandels erforderlichen Daten eingesammelt und ausgewertet. Im Jahr 2018 lag der Fokus der Arbeiten in der ElCom auf dem Monitoring des Schweizer Strommarktes und der Analyse der Aktivitäten der Schweizer Marktteilnehmer im Ausland. Im Rahmen dieser Tätigkeiten wurden ad-hoc Analysen aufgrund von aktuellen Ereignissen wie beispielsweise extrem kalte Tage im Februar 2018 oder ausserordentlich heisse Tage im August 2018 durchgeführt. Zusätzlich wurden die der ElCom von organisierten Marktplätzen übermittelten sechs Suspicious Trading Reports im Detail bearbeitet. Ziel der Untersuchung dieser Vorfälle war vor allem, zu eruieren, ob marktmanipulatives Verhalten oder Handel basierend auf Insider-Informationen bei ungeplanten Kraftwerksausfällen vorlagen. Nicht erklärbares oder auffälliges Marktverhalten wurde mit den betroffenen Marktteilnehmern

diskutiert, damit zukünftig marktstörendes Verhalten reduziert wird. Ziel ist es, eine wettbewerbskonforme Bildung der Energiegrosshandelspreise sicher zu stellen.

Der Schwerpunkt der Arbeiten in der Sektion Marktüberwachung liegt aber nicht nur auf der Integrität des Schweizer Strommarktes, sondern auch auf dessen Transparenz. Aus diesem Grund veröffentlicht die ElCom seit Februar 2018 wöchentlich einen Terminmarktbericht und seit Oktober 2018 ebenso einen wöchentlichen Sportmarktbericht. Das Ziel dieser Marktberichte ist es, interessierten Marktteilnehmern den jeweils aktuellen Stand der Strompreise sowie deren Entwicklung in der vergangenen Woche in der Schweiz und benachbarten Ländern darzulegen. Zudem wird der Einfluss auf die Preise erläutert, den die CO₂-, Kohle- und Gaspreise haben, welche als Preistreiber beim Strom gelten. Der

Terminmarktbericht fokussiert auf längerfristige Produkte wie Jahres-, Monats- und Quartalskontrakte in der Schweiz, Deutschland, Frankreich und Italien. Im Spotmarktbericht werden Stunden- und Wochenkontrakte gezeigt und die wichtigsten Fundamentaldaten, die zum Verständnis der Preisbewegungen dienen, dargelegt. Dazu zählen insbesondere die Stromproduktion pro Technologie, Nachfrage, Temperaturen, kommerzielle Grenzflüsse zwischen der Schweiz und den Nachbarländern Deutschland, Frankreich und Italien sowie Erzeugungsprognosen für Wind- und Solarstromproduktion in Deutschland. Die Berichte stossen bisher auf reges Interesse.

Im Juni 2018 fand ein weiterer Workshop zur Marktüberwachung für Schweizer Marktteilnehmer statt. Diesmal lag der Schwerpunkt der Referate auf den Themen «Marktüberwachung aus verschiedenen Perspektiven» sowie «Anwendungsmöglichkeiten der Blockchain-Technologie in der Energiewirtschaft». Die Aktualität und das Interesse an diesen Themen wurde durch die 70 Teilnehmenden bestätigt. Die Distributed Ledger

Technologie (DLT) – allen voran die Blockchain – ist in aller Munde. Dabei wurde von den Teilnehmenden in der Pause und danach die Frage diskutiert: Hat die Blockchain Technologie das Potential, die Prozesse in der Energiewirtschaft effizienter zu gestalten?

Auch in 2018 funktionierte der themenbezogene Austausch mit den Marktüberwachungsabteilungen der umliegenden Regulierungsbehörden sehr gut. Es haben sich jeweils ein bis zwei bilaterale Koordinierungssitzungen im Jahr etabliert, bei denen ein Methodenerfahrungsaustausch stattfindet. In diesem Zusammenhang gab es auch Treffen mit der FINMA. Des Weiteren wurde auch ein Austausch mit der Schweizer Börse Six lanciert, der primär dem Know-How-Aufbau von Market Monitoring Tätigkeiten und der Weiterentwicklung der Analyse des Marktgeschehens dient.

Die Sektion Marktüberwachung hat zudem ihre Arbeit mit internationalen Gremien intensiviert. Beim CEER Market Integrity and Transparency Working Group (CMIT) hat die Sektion Marktüberwachung einen der Vorträge übernommen.

5.2 Marktüberwachung 2018 in Zahlen

Ende 2018 waren bei der ElCom 65 Marktteilnehmer registriert und sechs Registered Reporting Mechanism (RRM) für die Lieferung der zu rapportierenden Daten an die Datenbank der ElCom angebunden. Zusätzlich verfügt die ElCom noch über je eine eigene Schnittstelle zur ENTSO-E und EEX Transparenzplattform.

Die Zahl der an die ElCom übermittelten Daten nahm auch in 2018 deutlich zu. 85 Prozent der rapportierten Daten fielen in die Kategorie «Standard Verträge». Insgesamt wurden über 23 Millionen Transaktionen (Ge-

bote und Abschlüsse) registriert. Das sind 30 Prozent mehr Transaktionen im Vergleich zum Vorjahr 2017. Das Verhältnis von Geboten und Abschlüssen beträgt etwa 2.5:1. Über 90 Prozent der Transaktionen werden im Spotmarkt abgewickelt. Futures und Forwards machen entsprechend weniger als zehn Prozent aus. Nicht-Standardverträge fallen neben den Standardverträgen nicht ins Gewicht. In 2017 wurden dazu nur 3'200 Meldungen getätigt.

Neben den rapportierten Informationen zu den Energiehandelsgeschäften wurden auch

Fundamentaldaten in das Market Monitoring System aufgenommen. Dazu gehört vor allem die Einspeisung von elektrischer Energie durch Kraftwerke aller Art und Produktion aus erneuerbaren Energien. Ebenso werden Import- und Exportkapazitäten an den jeweiligen Grenzen, Füllstände der Speichersseen sowie geplante und ungeplante Ausfälle von Kraftwerken bei den Monitoring Tätigkeiten berücksichtigt. Insgesamt gingen in

2018 über 4.2 Millionen Meldungen zu Fundamentaldaten ein.

Durch den Einbezug der Fundamentaldaten aus der Schweiz und den benachbarten Ländern in die Monitoring Tätigkeiten konnten die durchgeführten Analysen deutlich verbessert werden. Je umfassender die Gesamtsicht ist, desto effizienter und fundierter kann das Monitoring des Strommarktes durchgeführt werden.

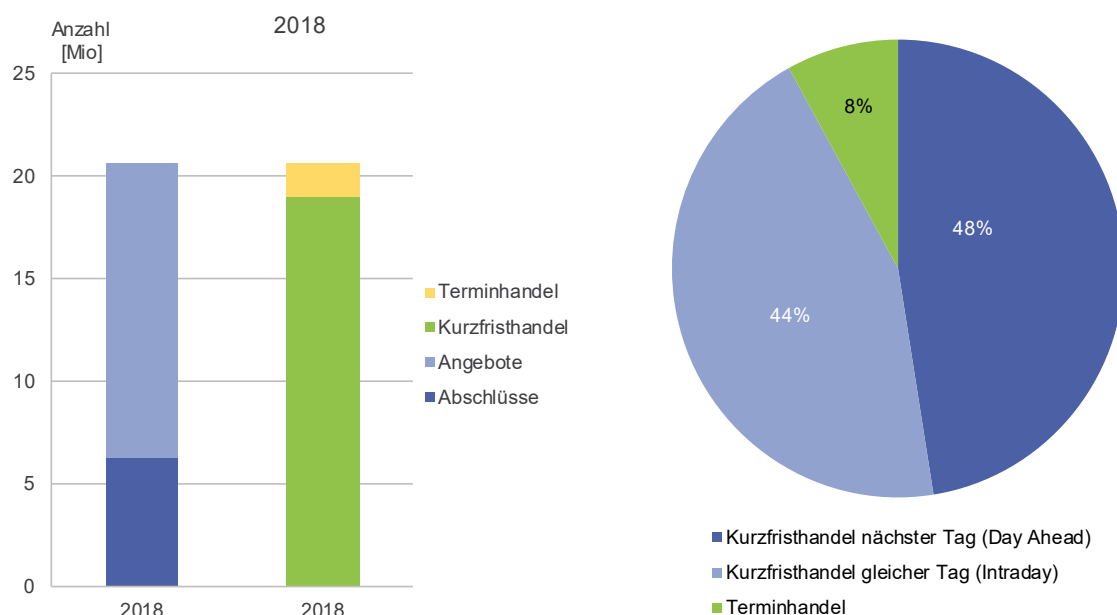


Abbildung 16: Standardverträge rapportiert für 2018. Links: Aufteilung der Angebote/Abschlüsse und Kurzfrist-/Terminhandel in 2018, Rechts: Aufteilung in 2018 Kurzfristhandel nächster Tag/Kurzfristhandel gleicher Tag/Terminhandel

5.3 Analyse Capacity Withholding

Ein wichtiges Produkt im Stromhandel sind die Day Ahead Auktionen. Dabei wird am Vortag eine Auktion für Stromlieferungen des Folgetages durchgeführt. Die Marktteilnehmer reichen bis zu einem festgelegten Abgabzeitpunkt ihre Gebote für Kauf und Ver-

kauf von Strom ein. Die für die Schweiz wichtigste Auktion ist die Auktion für Stundenprodukte. Für Lieferung oder Bezug in jeder Stunde des nächsten Tages können Gebote eingereicht werden. Nach Schliessung der Auktion errechnet die Auktionsplattform die

Angebots- und Nachfragekurve und daraus den Market Clearingpreis pro Stunde, den jeder Marktteilnehmer bezahlt oder erhält, wenn sich sein Gebot über (Kauf) oder unter (Verkauf) dem Clearing Preis befunden hat. Ein Nicht-Anbieten einer signifikanten Menge an Stromproduktion in der Auktion kann den Market Clearingpreis nach oben treiben. Davon können Stromanbieter profitieren.

Das diesbezügliche Verhalten der Schweizer Marktteilnehmer wurde für die Perioden Februar/März und Juli/August 2018 untersucht.

Im Februar 2018 traten ungewöhnlich tiefe Temperaturen auf. Bei tiefen Temperaturen ist die Nachfrage in der Regel hoch: deshalb sind auch hohe Preise zu beobachten. Mit der durchgeführten Analyse sollte geklärt werden, ob ein Nicht-Anbieten (sogenanntes Capacity Withholding) stattgefunden hatte und ob damit die Marktpreise beeinflusst wurden. Im Sommer 2018 war es phasenweise über 35 Grad heiss. Auch hier wurde untersucht, ob eine Beeinflussung der Preise bei sehr hohen Temperaturen beobachtbar ist.

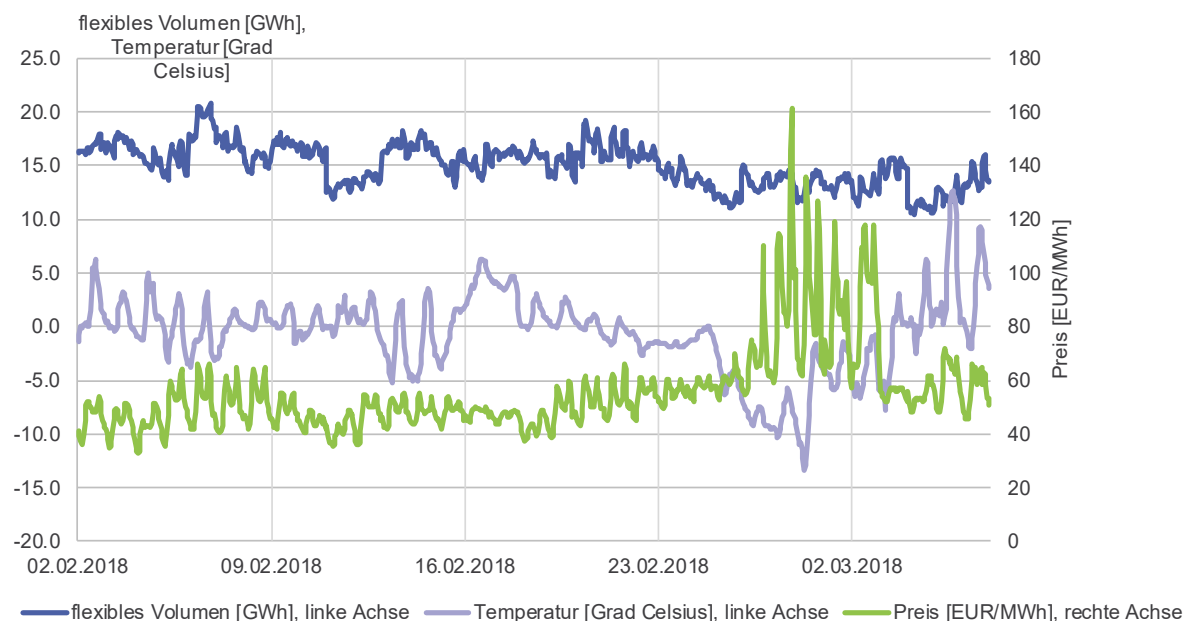


Abbildung 17: Totales flexibles Volumen in der Day Ahead Auktion Schweiz, Februar/März 2018

In der kältesten Phase ist ein leichter Rückgang des angebotenen Volumens feststellbar. Es gibt jedoch verschiedene Gründe, womit dies erklärbar ist. Wenn beispielsweise ein Marktteilnehmer seine Produktionskapazität vermehrt im Regelenenergiemarkt einsetzt, weil dort attraktivere Bedingungen vorherrschen,

sinkt entsprechend das Volumen, das dieser Marktteilnehmer im Day Ahead Markt einbringen kann. Bei sehr kalten Temperaturen sinkt aber auch die Risikobereitschaft im Stromhandel, weil Preisspitzen durch hohe Nachfrage und Illiquidität im Intradaymarkt nicht ausgeschlossen werden können.

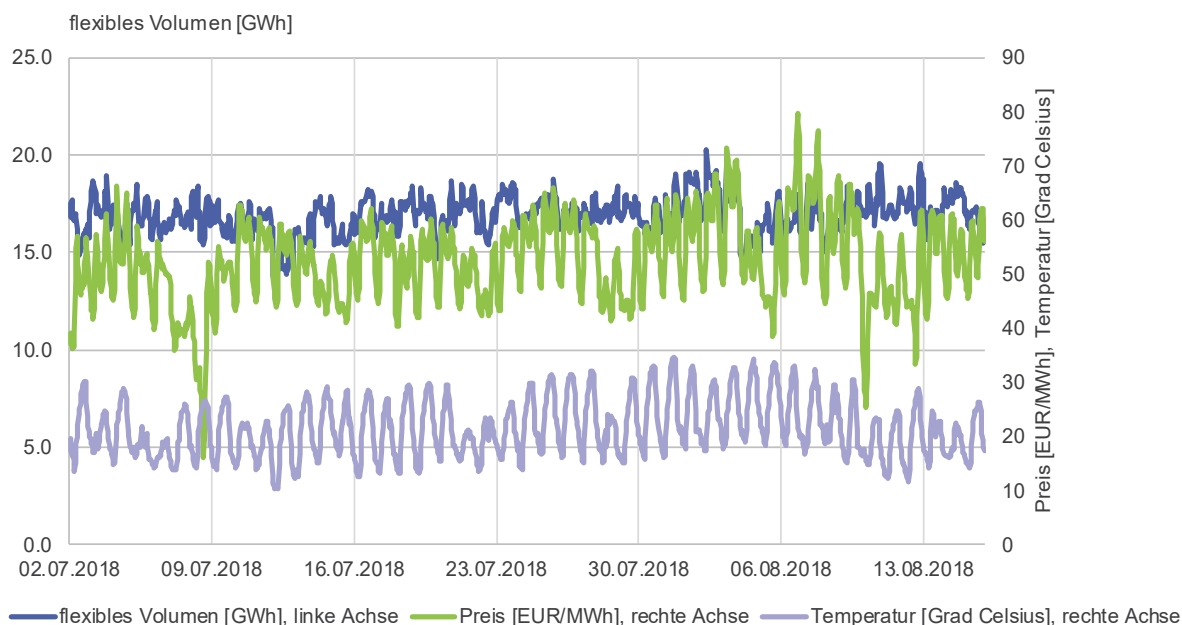


Abbildung 18: Totales flexibles Volumen in der Day Ahead Auktion Schweiz, Juli/August 2018

Im Sommer ist auch bei sehr heissen Temperaturen keine Tendenz zur Zurückhaltung von Produktionskapazität ersichtlich. Die Analyse zeigt, dass der Day Ahead Markt in der

Schweiz bezüglich Capacity Withholding gut funktioniert. Eine regelmässige Überprüfung soll sicherstellen, dass dies so bleibt.

5.4 Einführung von XBID, Ausserbetriebnahme von FITS

Am 13. Juni 2018 wurde in der EU der Cross-Border Intraday (XBID) lanciert. XBID ist ein von der europäischen Kommission entwickeltes Zielmodell, das die Grundlagen für kontinuierlichen grenzüberschreitenden Intraday Stromhandel basierend auf fortlaufenden Zuteilungen von Grenzkapazitäten schafft. Dadurch ist das sogenannte implizite Handeln möglich: Der Händler kann in einem einzigen Schritt Strom über die Grenzen hinweg kaufen oder verkaufen. Die Schweiz ist von einer Teilnahme an XBID ausgeschlossen.

Mit der Einführung von XBID wurde gleichzeitig das bisherige System FITS (Flexible Intraday Trading Scheme) abgestellt. FITS ermöglichte einen impliziten Intradayhandel an den Grenzen Schweiz – Deutschland und Schweiz – Frankreich. Ein Händler konnte für ein grenzüberschreitendes Energiegeschäft gleichzeitig und ohne zusätzlichen Aufwand die für das Geschäft notwendige Grenzkapazität erwerben. Seit der Einführung von XBID müssen bei grenzüberschreitenden Energiegeschäften an den Grenzen Schweiz – Deutschland und

Schweiz – Frankreich zwei Schritte vollzogen werden: neben dem eigentlichen Energiegeschäft muss überdies die dafür nötige Grenzkapazität erworben werden. Diese Änderung erhöht die Gefahr von Capacity Hoarding: eine grosse Kapazitätsmenge wird erworben und später zurückgegeben, ohne die Kapazität für einen Energietransport zu benutzen. Dadurch wird verhindert, dass alle Marktteilnehmer die gleichen Möglichkeiten für grenzüberschreitende Energiegeschäfte haben. Die ElCom beurteilt die Hortung von grossen Ka-

pazitätsmengen als marktmanipulativ. Deshalb wird die Sektion Marktüberwachung das Verhalten der Marktteilnehmer an den Grenzen weiterhin überwachen.

Diese Änderung im Intraday-Handel hat einen deutlich sichtbaren Einfluss auf die Liquidität des Schweizer Intraday-Marktes. In der Abbildung 19 ist das Volumen ersichtlich, welches im Intraday-Markt der Schweiz vor und nach der Einführung von XBID gehandelt wurde. Der Rückgang des Volumens bei der Einführung ist markant.

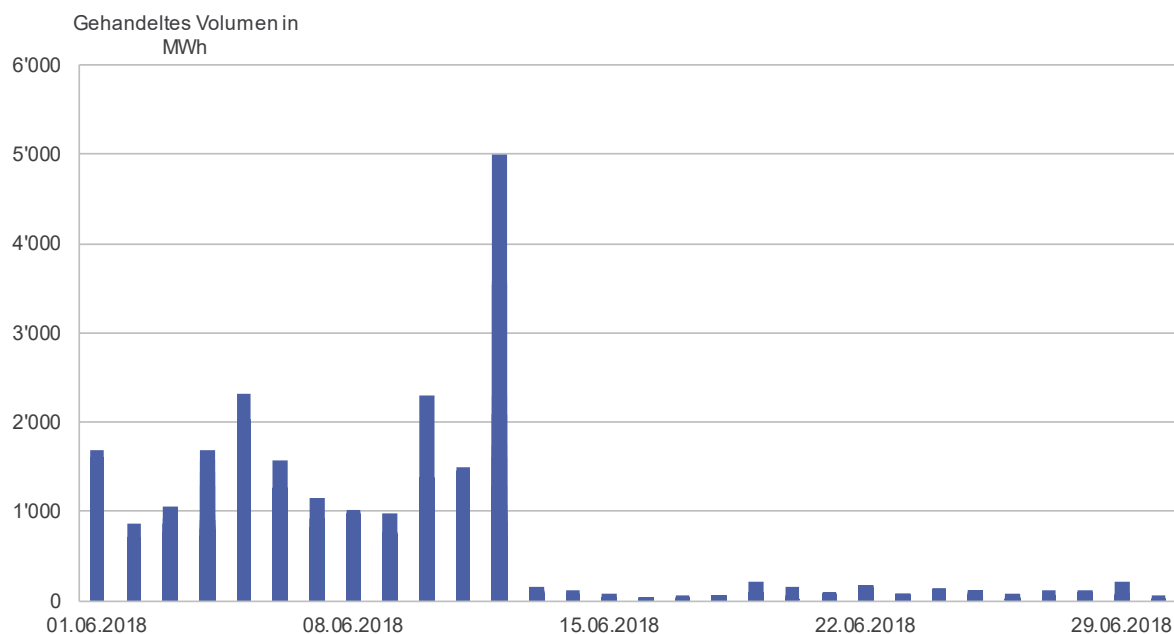


Abbildung 19: Gehandeltes Volumen im Intraday Markt Schweiz vor und nach der Einführung von XBID

Gleichzeitig erhöhte sich die Aktivität der Schweizer Marktteilnehmer im Intraday-Handel in Deutschland und Frankreich. Die Abbildungen 19 und 20 zeigen das Volumen, welches durch

Schweizer Marktteilnehmer auf den Intraday-Märkten in Deutschland und Frankreich vor und nach der Einführung von XBID gehandelt wurde. Es ist eine deutliche Zunahme feststellbar.

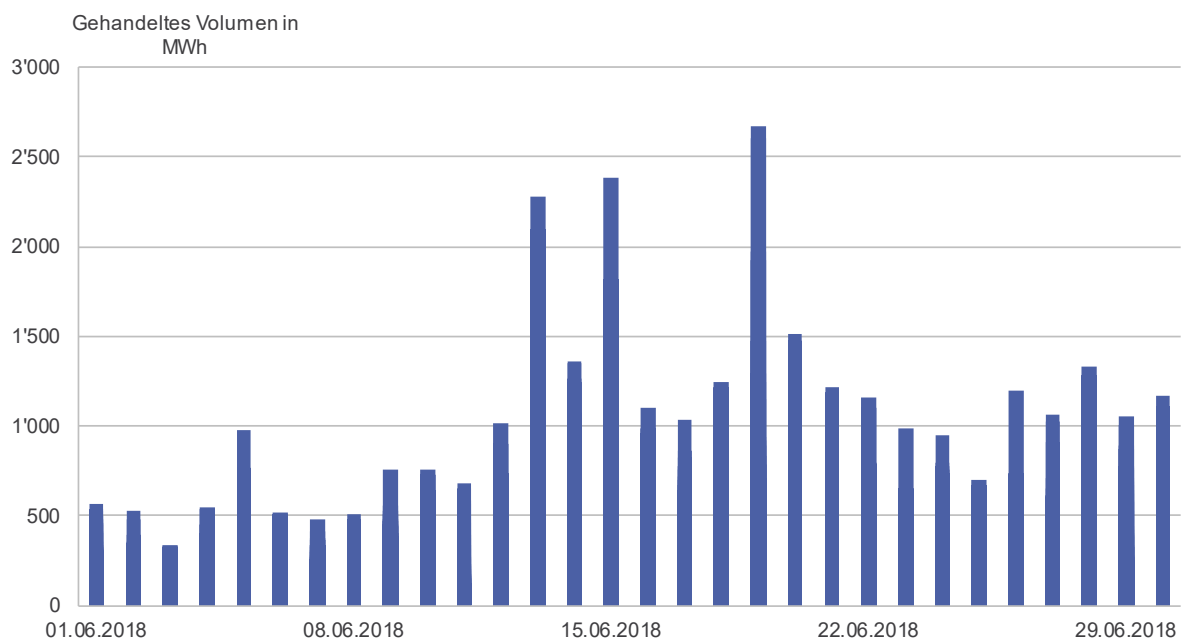


Abbildung 20: Gehandeltes Volumen im Intraday Markt Deutschland vor und nach der Einführung von XBID

6 Internationales



Im Norden Deutschlands wird viel Energie aus Windproduktion gewonnen. Allerdings ist der Bau der inner-deutschen Leitungen von Nord nach Süd im Verzug. Im Bild der Windpark in der Nordsee in Niedersachsen.

Der gesamte Bereich Internationales ist noch stärker als in den Vorjahren davon geprägt, dass in der EU das Dritte Energiebinnenmarktpaket (insbesondere über die EU-Richtlinien und Network Codes) umgesetzt wird. Dieses nimmt eine umfassende Neuordnung der Energiemärkte vor und beeinflusst damit den

grenzüberschreitenden Stromaustausch in nahezu allen seinen Aspekten. Aufgrund der starken Anbindung der Schweiz an die europäischen Nachbarländer sind die Veränderungen von grösster Bedeutung für die Schweiz, sowohl in Hinblick auf die Versorgungssicherheit als auch in wirtschaftlicher Hinsicht.

6.1 Engpassmanagement

Das Schweizer Übertragungsnetz ist über 41 grenzüberschreitende Linien mit den Netzen der angrenzenden Länder verbunden. Diese Verbindungsleitungen sind für die Versorgungs- und Netzsicherheit sowie für die Schweizer Exporteure unverzichtbar.

Da die verfügbaren Import- und Exportkapazitäten begrenzt sind, werden sie gemäss Artikel 17 Absatz 1 StromVG nach marktorientierten Verfahren zugeteilt. Dabei gelten indessen

zwei Ausnahmen: einerseits Lieferungen aufgrund von langfristigen Verträgen, die vor dem 31. Oktober 2002 abgeschlossen wurden (dies betrifft namentlich einige noch laufende Verträge mit Frankreich). Andererseits sind Lieferungen aus Grenzwasserkraftwerken (namentlich Kraftwerke am Rhein an der Grenze zu Deutschland) vorrangberechtigt.

Der grösste Teil der Kapazitäten der grenzüberschreitenden Leitungen wird somit im

Rahmen sogenannter expliziter Auktionen zugeteilt. Im Gegensatz zu den sogenannten impliziten Auktionen, bei denen das Transportrecht automatisch beim Stromverkauf an der Börse dem Meistbietenden erteilt wird, erfolgt bei den expliziten Auktionen die Vergabe des Transportrechts getrennt vom Energiegeschäft.

In den vergangenen Jahren hat die EU die Regeln für die Bewirtschaftung der Verbindungsleitungen und für das Engpassmanagement schrittweise harmonisiert, was zu erheblichen Änderungen gegenüber den bisherigen Praktiken der Übertragungsnetzbetreiber geführt hat.

Die implizite Auktion, auch unter dem Begriff Market Coupling bekannt, ist effizienter und inzwischen fast in der ganzen EU zur Regel geworden. Ihre Stellung wird durch die schrittweise Einführung der flussbasierten Marktkopplung (Flow Based Market Coupling) noch gestärkt. Dabei werden Engpässe innerhalb eines Netzes identifiziert, sodass sie durch zweckmässige Investitionen behoben werden können. Zudem wird durch eine Einschränkung der Grenzkapazitäten zwischen Ländern und Preiszonen eine Verlagerung dieser Engpässe an die Grenze so weit als möglich vermieden.

Die EU und ACER sind bestrebt, die Export- und Importmöglichkeiten zu intensivieren und auf diese Weise den Wettbewerb und die Versorgungssicherheit zu stärken. Dies setzt voraus, dass jegliche Benachteiligung von Handelsflüssen zwischen Preiszonen und Ländern gegenüber rein internen oder inländischen Flüssen vermieden wird, wobei internationale Handelsflüsse aufgrund der Preisunterschiede an der Börse von der günstigsten zur teuersten Preiszone gelenkt werden.

Zu diesem Zweck müssen ungeplante Lastflüsse vermindert werden: Da die physikali-

schen Flüsse nicht zwangsläufig den geplanten Handelsflüssen entsprechen, schränken sie die Austauschmöglichkeiten an den Grenzen ein und erfordern häufig kostspielige Eingriffe zur Verminderung der Risiken für die Netzstabilität (Redispatch usw.).

Aus diesen Gründen wurde die Preiszone, der Deutschland (welches sein nationales Netz ausbauen muss) und Österreich sowie Luxemburg angehörten, auf den 1. Oktober 2018 zweigeteilt. Dies führte in Österreich zu einem Preisanstieg.

Im von ACER herausgegebenen Aufsichtsbericht über den Strommarkt 2017 (Oktober 2018) wird unter anderem betont, dass die Berechnung der Grenzkapazitäten verbessert werden muss, damit die Marktintegration und die Versorgungssicherheit auf gesamteuropäischer Ebene verbessert und gleichzeitig die negativen Folgen der ungeplanten Lastflüsse vermindert werden können.

Im Bericht wird überdies auf gewisse Entwicklungen in der Schweiz eingegangen, darunter auf den gegenüber 2016 deutlichen höheren ökonomischen Verlust, der der Schweiz bei der Nutzung ihrer Grenzkapazitäten zur EU entsteht und der auf 110 bis 120 Millionen Euro geschätzt wird. Dieser Verlust ist im Wesentlichen darauf zurückzuführen, dass die Schweiz von den in der EU eingerichteten Marktkopplungsmechanismen ausgeschlossen ist, solange kein bilaterales Stromabkommen abgeschlossen wird.

Die Entwicklung der EU-Regelungen, in welche die Schweiz zum Teil eingebunden ist, dürften trotz positiver Aspekte, etwa in Bezug auf die Anpassungen zur Stützung der Netzspannung, insbesondere im Schweizer Netz vermehrt zu Engpässen führen. Sie beeinflussen nämlich

sowohl die Handels- als auch die physikalischen Flüsse inner- wie ausserhalb der EU, wodurch das Netz der Swissgrid immer öfter überlastet wird. Es ist nicht ausgeschlossen,

dass die Swissgrid die Export- und Importkapazitäten einschränken muss, um die Stabilität des Schweizer Netzes sicherzustellen.

6.2 Grenzkraftwerke

Entlang der Schweizer Grenze gewinnen 30 Wasserkraftwerke elektrische Energie aus Grenzgewässern. Oftmals ist bei diesen Grenzkraftwerken in alten Staatsverträgen zwischen der Schweiz und dem angrenzenden Staat die Aufteilung der Energie zwischen den Staaten geregelt. Die Lieferung der vertraglich vereinbarten Energiemenge in den angrenzenden Staat erfolgt bei einigen dieser Grenzkraftwerke über das grenzüberschreitende Übertragungsnetz. Die Kapazitäten im grenzüberschreitenden Übertragungsnetz werden mit Auktionen zugeteilt. Einige Kraftwerke erhalten Kapazität ausserhalb der Auktionsverfahren und damit unentgeltlich (sogenannte Vorränge).

Mit Urteil vom 6. November 2017 hat das Bundesgericht in zwei Fällen ein wegweisendes Urteil zu den Vorrängen erlassen (2C_390/2016 und 2C_391/2016). Am 12. September 2018 erfolgte in einem dritten Fall ein Urteil des Bundesverwaltungsgerichts (A-5323/2015), welches sich grossmehrheitlich auf das bundesgerichtliche Urteil stützt. Damit hat die ElCom in diesen drei Fällen eine Neuverfügung zur Gewährung eines Vorrangs zu erlassen.

Bis Ende 2014 bestand zwischen Swissgrid und den deutschen Übertragungsnetzeigenthümern ein Kooperationsabkommen, welches auch die im schweizerischen Recht vorgesehenen Vorränge im grenzüberschreitenden Übertragungsnetz beinhaltete. Dieses Abkommen wurde auf Ende 2014 von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern gekündigt. Das neue Kooperationsabkommen ab

dem 1. Januar 2015 beinhaltet keine Regelung für die Vorränge. Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber vertreten die Auffassung, die Gewährung eines Vorrangs widerspreche sowohl dem europäischen als auch dem deutschen Recht. Das Bundesgericht hielt vor diesem Hintergrund fest, die Vorranggewährung sei mangels Kooperation mit den deutschen Übertragungsnetzbetreibern objektiv unmöglich geworden. Swissgrid werde dadurch jedoch nur schadenersatzpflichtig, wenn sie die Weigerung der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, einen die Vorränge respektierenden Vertrag abzuschliessen, mit zu verantworten hätte. Die Mitverantwortung von Swissgrid sowie eine allfällige Schadenersatzpflicht hat die ElCom nun im Rahmen der Neuverfügungen zu beurteilen. Ein weiteres Gesuch eines Grenzkraftwerkes betreffend die Gewährung eines Vorrangs für grenzüberschreitende Energielieferungen ist bei der ElCom hängig.

Die ElCom hat mit der Bundesnetzagentur Kontakt aufgenommen, um eine einvernehmliche Lösung für den Umgang mit dem unterschiedlichen schweizerischen und deutschen Recht bezüglich des Vorrangs für Grenzkraftwerke zu finden.

Seit dem 1. Oktober 2017 ist eine neue Bestimmung zur Vorranggewährung von Grenzkraftwerken in Kraft. Im Berichtsjahr sind zwei neue Gesuche um Vorranggewährung ab dem 1. Oktober 2018 gemäss der neu geltenden Bestimmung eingegangen. Die Verfahren wurden vorerst sistiert.

6.3 Merchant Lines

Merchant Lines sind grenzüberschreitende Übertragungsnetzleitungen, auf welchen kraft einer Ausnahmeregelung Dritten kein Netzzugang gewährt werden muss. Die Leitungskapazität wird zwar durch den Netzbetreiber bewirtschaftet, die Nutzung ist jedoch dem Investor vorbehalten. Die gewährten Ausnahmen sind zeitlich limitiert. Nach Ab-

lauf der Frist geht die Leitung in das Eigentum der nationalen Netzgesellschaft über. Derzeit gibt es in der Schweiz zwei Merchant Lines an der italienischen Grenze. Ein Entscheid des Bundesverwaltungsgerichts zum Umfang der vom diskriminierungsfreien Zugang Dritter ausgenommenen Kapazität ist nach wie vor ausstehend.

6.4 Auktionserlöse

Knappe grenzüberschreitende Übertragungsnetzkapazitäten 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 Übertragungs-

netz in den Vorjahren nicht im ursprünglich geplanten Umfang getätigt werden konnten und aufgrund von Kostenfolgen aus Gerichtsentscheidungen, beantragte Swissgrid, die Erlöse aus den Jahren 2013 bis 2018 ausschliesslich für die Senkung der Netztarife zu verwenden.

Im Berichtsjahr hat die ElCom ihre Erwartung an die zukünftige Verwendung der Auktionserlöse Swissgrid mitgeteilt. Dabei sollen ab 2022 65 Prozent der Auktionserlöse für den Erhalt und Ausbau des Übertragungsnetzes und 35 Prozent für die Reduktion der anrechenbaren Kosten verwendet werden. Gleichzeitig wurde auch ein Zielerreichungspfad definiert. Dies führte dazu, dass Swissgrid im Berichtsjahr in ihrem Antrag über die Verwendung der Auktionserlöse 2019 35 Prozent für den Erhalt und Ausbau des Übertragungsnetzes und 65 Prozent für die Reduktion der anrechenbaren Kosten gestellt hatte. Die ElCom hat im Sinne des Antrages über die Verwendung der Auktionserlöse entschieden.

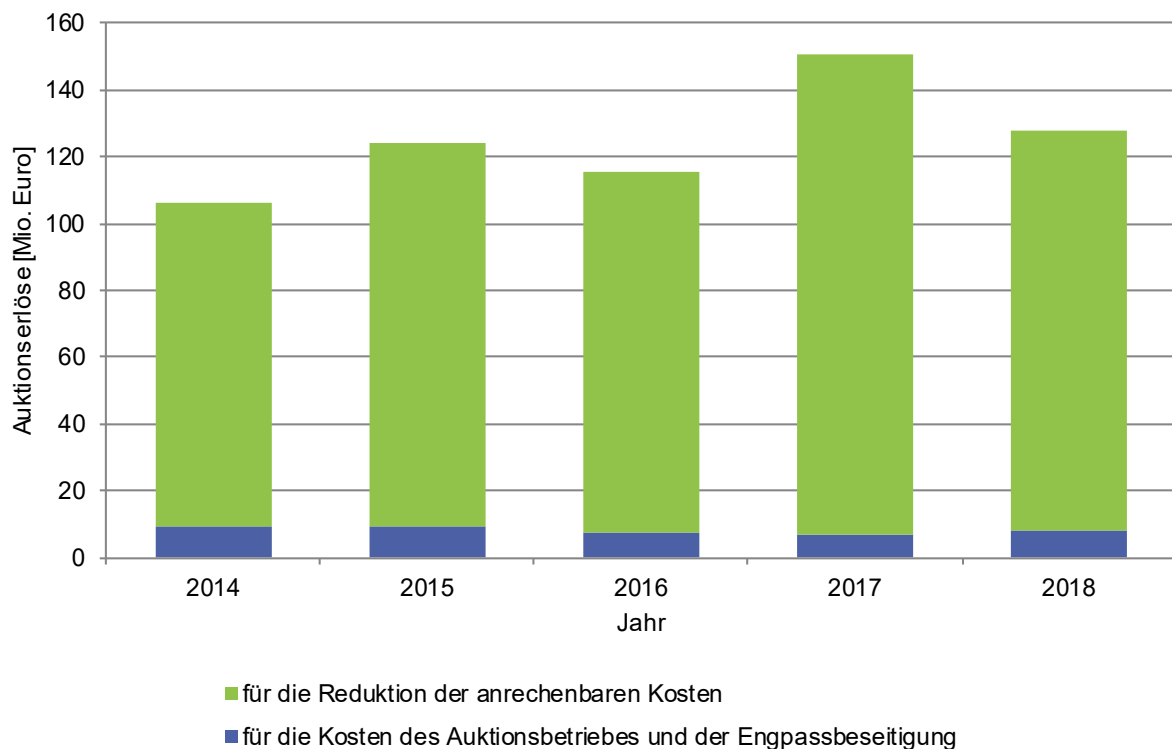


Abbildung 21: Verwendung der Auktionserlöse 2014–2018

Abbildung 21 zeigt, wie die an den Schweizer Grenzen erwirtschafteten Auktionserlöse zwischen 2014 und 2018 verwendet worden sind.

Bei den Werten 2018 handelt es sich um eine Prognose, da die definitive Abrechnung bei Redaktionsschluss noch nicht vorlag.

6.5 Internationale Plattformen für Regelernergie

Regelernergie muss kurzfristige Schwankungen in Verbrauch und Erzeugung ausgleichen, Regelernergie ist damit ein zentraler Bestandteil der Stromversorgungssicherheit. Mit dem Dritten Binnenmarktpaket werden systematisch die Beschaffung und Verwendung von Regelernergie übernational ausgedehnt. Es werden teils erhebliche Preisvorteile bei der Beschaffung (und damit letztlich für den Kon-

sumenten) sowie eine bessere Absicherung gegen allfällige Knappheiten erwartet.

Dafür werden IT-Handelsplattformen zwischen einigen oder allen betroffenen Ländern errichtet. Die Schweiz ist an allen Plattformen als Mitglied bzw. Beobachter beteiligt. Die Plattformen für den Austausch von primärer Regelleistung (FCR) und Imba-

lance Netting (IN) sind bereits aktiv und werden teilweise angepasst. Die Plattform für Tertiäre Regelleistung (RR/TERRE) wird Ende 2019 operativ sein. Die zwei verbleibenden Plattformen für den Austausch von sekundärer Regelleistung (aFRR, mFRR) sind noch in einem frühen Entwicklungsstadium.

Für die Beteiligung der Schweiz an den letztgenannten drei Plattformen besteht ein gesetzlicher Vorbehalt der EU, gemäss dem die EU-Kommission auf Basis von Stellungnahmen des ÜNB-Verbandes ENTSO-E und der europäischen Agentur ACER über die Teilnahme entscheidet. ENTSO-E hat im Jahr 2017 eine positive Stellungnahme abgegeben, ACER hat

dies in 2018 getan. Die Äusserung der EU-Kommission steht noch aus und ist zweifelsohne von den Diskussionen über die Modalitäten des Brexit und über das Rahmenabkommen EU-Schweiz beeinflusst.

Die ElCom strebt eine Teilnahme an den Plattformen an, da sie erhebliche Risiken aus einer Nichtteilnahme sieht. Diese bestehen insbesondere aus dem sehr kurzfristigen Auftreten ungeplanter, unangekündigter grosser Stromflüsse über das Schweizer Netz, die hier zu Überlastungen und Ausfällen führen können. Solche lokalen Ausfälle können aufgrund des stark vermaschten Netzes direkt auch die gesamte Region um die Schweiz herum erfassen.

6.6 Internationale Gremien

Die Europäische Union hat umfangreiche Gesetzesrevisionen abgeschlossen, die Ende 2016 unter dem Einfluss des Klimaübereinkommens von Paris mit dem Titel «Saubere Energie für alle Europäer» aufgelegt worden waren. Einige davon müssen bis zum 29. März 2019 angepasst werden, dies insbesondere aufgrund der Brexit-Verhandlungen zwischen der EU und dem Vereinigten Königreich.

Zu diesem «Clean Energy Package» der EU zählt auch die Richtlinie (EU) 2018/2001 vom 11. Dezember 2018 zur Förderung und Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. Sie ist ein tragender Pfeiler der europäischen Strategie zur Erhaltung der Wettbewerbsfähigkeit der EU auf dem weltweiten Energiemarkt und zur Senkung der CO₂-Emissionen bis 2030 und weiter bis 2050. Die Richtlinie

wird am 1. Juli 2021 die heute geltende Richtlinie 2009/28 ersetzen.

Auch die Überarbeitung der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 und der Richtlinie 2009/72 über den Elektrizitätsbinnenmarkt, der Verordnung (EU) Nr. 713/2009 über die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) sowie der Vorschlag für eine Verordnung über die Risikovorsorge im Elektrizitätssektor und zur Aufhebung der Richtlinie 2005/89/EG werden die Organisation des Strommarktes beeinflussen. Die politischen Vereinbarungen von Ende 2018 werden bis zur offiziellen Veröffentlichung formalisiert. Die amtliche Veröffentlichung wird für Anfang des Jahres 2019 erwartet, welches im Zeichen des Übergangs und der Umsetzung in der EU steht.

Mit diesen Revisionen, die zu einem grossen Teil ab 2020/2021 in Kraft treten, wird die bereits seit 2009 in der EU intensivierte Integration des Strombinnenmarkts im Zeitraum 2020–2030 und darüber hinaus gestärkt. Sie tangieren auch den Abschluss eines bilateralen Stromabkommens zwischen der Schweiz und der EU, welches derzeit auf Eis liegt.

In der «ACER Electricity Working Group» und deren Untergruppen besitzt die ElCom Beobachterstatus. In diesen Gremien sowie in den Regionalgruppen, die die Netzcodes der EU umsetzen, koordiniert und vertritt sie die Interessen der Schweiz. Diese Zusammenarbeit ist namentlich unter dem Blickwinkel der Sicherheit des Schweizer Netzes von vorrangiger Bedeutung. Die Amtszeit des seit der Gründung von ACER amtierenden Direktors wurde im September 2018 interimistisch verlängert. 2019 soll eine geeignete Nachfolgerin beziehungsweise ein geeigneter Nachfolger bestimmt werden. Im Anschluss an den Entscheid, die seit der Einsetzung von ACER gepflegte gemeinsame Präsidenschaft von ACER und CEER zu beenden, wurde Frau Clara Poletti (Italien, ARERA – Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente) zur Präsi-

dentin von ACER und Frau Annegret Groebel (Deutschland, BNetzA – Bundesnetzagentur) zur Vorsitzenden von CEER ernannt.

Zusammen mit dem BFE und Swissgrid beteiligt sich die ElCom ferner an den Arbeiten des Pentalateralen Energieforums (PLEF) zur Gewährleistung der Netzsicherheit im Winter. Sie nimmt an den Diskussionen über die Weiterentwicklung des Kapazitätsmanagements an der italienischen Nordgrenze teil. Die ElCom ist Beobachterin beim Europäischen Forum für Elektrizitätsregulierung, dessen einzige Zusammenkunft im Jahr 2018 der Revision des europäischen Rechtsrahmens gewidmet war. Auch im Rat der europäischen Energieregulierungsbehörden (CEER) besitzt die ElCom Beobachterstatus. Der CEER war an der genannten Revision aktiv beteiligt. Die wichtigsten Elemente der Strategie des CEER für die Jahre 2019 bis 2021 sind die Förderung der Digitalisierung, die Entkarbonisierung sowie die dynamische Regulierung des Gas- und Stromsektors zugunsten der Verbraucherinnen und Verbraucher. 2018 beteiligte sich die ElCom nicht an den Arbeiten des «OECD Network of Economic Regulators» (NER).

7 Ausblick

Das Jahr 2019 wird für die ElCom erneut ein spannendes Jahr. Mit der Energiestrategie 2050, dem Inkrafttreten der Strategie Stromnetze Mitte 2019 sowie der Revision des Stromversorgungsgesetzes StromVG im Jahr 2020, steht die Energiepolitik der Schweiz in einem fundamentalen Wandel. Die Rechtssetzung im Strombereich erfährt grundlegende und zahlreiche Änderungen. Für die ElCom ergeben sich daraus weitreichende regulatorische Konsequenzen. Sie wird ihre Regulierungstätigkeiten entsprechend anpassen und die neuen Gesetzesbestimmungen laufend und zeitnah prüfen.

Die Strategie Stromnetze schafft neue gesetzliche Rahmenbedingungen im Hinblick auf die Netzentwicklung, insbesondere beim Bau von Kabel- und Freileitungen. Ziel der Strategie ist die rechtzeitige und bedarfsgerechte Entwicklung der Schweizer Stromnetze zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Mit der Strategie Stromnetze kommen auf die ElCom neue, gesetzlich verankerte Aufgaben zu, beispielsweise die Mitarbeit am Szenariorahmen, die Prüfung des Mehrjahresplans der Swissgrid sowie die Begleitung des Sachplans Übertragungsleitungen und der Plangenehmigungsverfahren.

Bei der Revision StromVG ist für die ElCom besonders die Versorgungssituation im Winterhalbjahr zentral. Mittel- und langfristig, mit Blick auf die wegfallende Elektrizität aus der Kernenergie, wird mit hoher Wahrscheinlichkeit künftig mehr Energie in die Schweiz importiert werden müssen. Da neben Deutschland auch andere europäische Länder aus der Kernenergie ausgestiegen sind beziehungsweise den Ausstieg planen und zusätzlich die Energieproduktion aus Kohle in Europa heruntergefahren wird, reduziert sich die Exportfähigkeit der Nachbarländer.

Damit steigen die Importrisiken für die Schweiz. Die ElCom adressiert diese Probleme und macht in der Vernehmlassung zur Revision StromVG auf die zusätzlich benötigte Winterproduktion aufmerksam.

Konkret fordert die ElCom, weitreichende Instrumente und Massnahmen ins StromVG aufzunehmen, um Anreize für eine solche Produktion zu schaffen. Aufgrund der Analysen aus den System-Adequacy-Studien empfiehlt sie, bei der Revision dafür zu sorgen, dass ein substantieller Teil der wegfallenden Winterproduktion der Schweizer Kernkraftwerke weiterhin im Inland produziert wird. Dabei ist darauf zu achten, dass für den Bau von neuen Kraftwerken einige Jahre Vorlauf nötig sind. Die Vorbereitung einer Strategischen Reserve begrüsst die ElCom grundsätzlich, weist aber darauf hin, dass diese bereits mit geltendem Recht nach Art. 9 StromVG möglich wäre.

Für die Versorgungssicherheit relevant bleibt auch die Beziehung Schweiz-EU. Ob ein Rahmenabkommen – gemäss EU die Basis für ein Stromabkommen – zustande kommt, ist zum aktuellen Stand schwer abschätzbar. Immerhin ist es punktuell gelungen, auch ohne Rahmenabkommen gewisse Teilerfolge für die hiesige Versorgungssicherheit – beispielsweise im Hinblick auf ungeplante Lastflüsse – zu erzielen. Mit Blick auf künftige Verhandlungen und auf die Versorgungssicherheit wäre ein Stromabkommen dennoch zu begrüßen.

Im Rahmen der Legislaturperiode, die 2019 zu Ende geht, werden innerhalb der ElCom weitere personelle Wechsel vollzogen. Drei Mitglieder der Kommission erreichen in diesem Jahr die maximale Amtsdauer von zwölf Jahren und werden per Ende Jahr zurücktreten. Über die Nachfolge wird der Bundesrat entscheiden.

8 Über die ElCom



Die Kommission von links nach rechts: Carlo Schmid-Sutter (Präsident), Dario Marty, Brigitta Kratz (Vizepräsidentin), Christian Brunner, Laurianne Altwegg, Matthias Finger, Sita Mazumder

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 wettbe-

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

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 6'600 km | Netzebene 3 – rund 8'800 km | Netzebene 5 – rund 44'000 km | Netzebene 7 – rund 142'000 km (Freileitungen und Kabel, inkl. Hausanschlüsse)

Transformatoren: Netzebene 2 – 151 | Netzebene 4 – 1'150 | Netzebene 6 – rund 59'000 (inkl. Masttrafos)

Umsatz total Netznutzungsentgelte: 3.4 Mia. Franken

Jährliche Investitionen: rund 1.4 Mia. Franken

Jährlicher Stromkonsum: 59 TWh

Produktion: 61 TWh

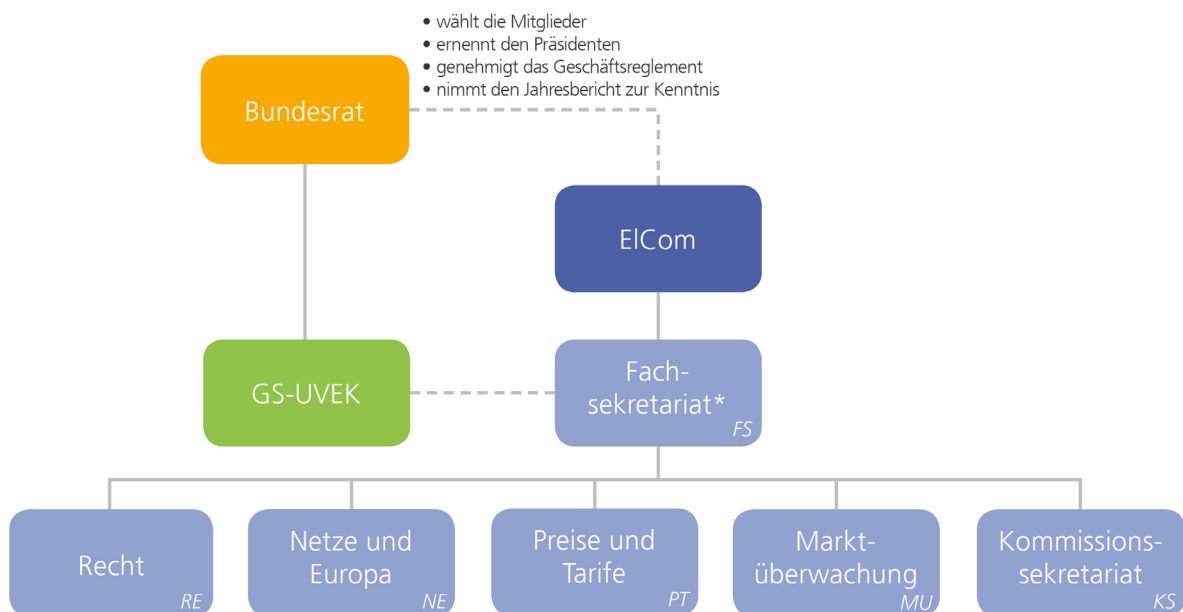
Stromimport: 37 TWh | **Stromexport:** 31 TWh

Die Kommission besitzt umfassende Kompetenzen zur Erfüllung insbesondere folgender Aufgaben:

- Sie überprüft alle Netznutzungsentgelte: Die Nutzung der Netze für die Netzdurchleitung im liberalisierten Energiemarkt wird über das Netznutzungsentgelt abgegolten. Die ElCom überprüft die Rechtmässigkeit der erhobenen Entgelte.
- 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 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.



*Administrative Angliederung an GS-UVEK

Abbildung 22: 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
- Antonio Taormina (seit 2014 bis 31.03.2019): 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
- Christian Brunner (seit 2014): Dipl. El.-Ing. ETHZ, ehem. Geschäftsführer Business Unit Alpiq Netze
- Matthias Finger (seit 2007): Dr. en science politique, Professor für Management von Netzwerkindustrien an der EPFL
- Dario Marty (seit 01.04.2018) Dipl. El. Ing. FH, ehem. Geschäftsführer ESTI
- Sita Mazumder (seit 01.01.2018): Dr. oec. publ., Professorin für Wirtschaft und Informatik am Departement Informatik der Hochschule Luzern

Ausschüsse

Die Kommission arbeitete im Berichtsjahr in folgenden Ausschüssen:

Preise und Tarife

- Sita Mazumder (Vorsitz)
- Laurianne Altwegg
- Christian Brunner
- Carlo Schmid-Sutter

Recht

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

Netze und Versorgungssicherheit

- Dario Marty (Vorsitz ab 01.04.2018)
- Christian Brunner (Vorsitz bis 31.03.2018)
- Matthias Finger
- Brigitta Kratz

Internationale Beziehungen

- Christian Brunner (Vorsitz ab 01.04.2018)
- Antonio Taormina (Vorsitz bis 31.03.2018)
- Matthias Finger
- Brigitta Kratz
- Dario Marty
- Carlo Schmid-Sutter

Marktüberwachung

- Matthias Finger (Vorsitz)
- Christian Brunner
- Carlo Schmid-Sutter
- Antonio Taormina (bis 31.03.2018)
- Sita Mazumder

Rücktritte und Neuwahl

Im Berichtsjahr hat die Vizepräsidentin der ElCom, Brigitta Kratz, ihren Rücktritt per Ende 2018 bekannt gegeben. Brigitta Kratz war seit der Gründung der ElCom 2007 Vizepräsidentin der Kommission. Der Rücktritt erfolgte aufgrund der Amtszeitbeschränkung im Rahmen der gestaffelten Nachfolgeplanung. Als Nachfolge von Brigitta Kratz hat der Bundesrat den Fribourger Verwaltungsrechtsprofessor Andreas Stöckli in die Kommission gewählt. Das Vizepräsidium der ElCom bekleidet ab 2019 Laurianne Altwegg.

Vertretung von Geschlechtern und Sprachregionen

In der ElCom sind drei Frauen und vier Männer vertreten, was einer Vertretung der Frauen von 43 Prozent entspricht. Im Weiteren sind folgende Sprachregionen in der ElCom vertreten: Deutsch fünf und Französisch zwei Personen.

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 Kom-

mission administrativ. Das Fachsekretariat zählte per 31.12.2018 45 Mitarbeitende (inkl. 3 Praktikanten) in Voll- oder Teilzeitpensum. Umgerechnet entspricht dies 37.3 Vollzeitstellen («Full time equivalents, FTE»). Von den Mitarbeitenden sind 17 Frauen und 28 Männer, was einem Frauenanteil von 38 Prozent entspricht. Das Durchschnittsalter aller Mitarbeitenden beträgt 43.3 Jahre. Die Amtssprachen sind wie folgt vertreten:

- Italienisch: 2 Mitarbeitende
- Französisch: 5 Mitarbeitende
- Deutsch: 38 Mitarbeitende



Geschäftsführer des Fachsekretariates (45 Mitarbeitende)

Renato Tami
lic. iur., Rechtsanwalt
und Notar



Sektion Netze und Europa (9 Mitarbeitende)

Michael Bhend
Dipl. Ing. ETHZ



Sektion Preise und Tarife (12 Mitarbeitende)

Stefan Burri
Dr. rer. pol.



Sektion Marktüberwachung (6 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 11.7 Millionen Franken zur Verfügung. Effektiv ausgegeben wurden knapp 10.3 Millionen Franken. Dieser Betrag deckte den gesamten Personal- und Betriebsaufwand der ElCom inkl. Zusatzausgaben im Zusammenhang mit den Abschlussarbeiten für IT-Systeme der Marktüberwachung, Zusatzaufwänden im Bereich Stromversorgungssicherheit

und Projekten im Zusammenhang mit der Ablösung bestehender IT Systeme.

Den Ausgaben stehen Einnahmen in der Höhe von rund 4.9 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 2018

Die neunte Ausgabe des ElCom-Forums fand am 29. November im Kursaal Bern statt. Rund 300 Personen aus der Energiebranche haben sich Referaten und Diskussionen rund um die nationale und internationale Versorgungssicherheit zugewandt. Bundesrätin Doris Leuthard referierte über die kommenden Herausforderungen in der Schweizer Ener-

giepolitik, speziell im Hinblick auf die Revision des Stromversorgungsgesetzes. Auf dem politischen Podium wurde über die Frage debattiert, ob und wie die Energiewende in der Schweiz erfolgreich vollzogen werden kann.

Das ElCom-Forum 2019 findet am 15. November im Kongresszentrum Basel statt.

Informations-Veranstaltungen für die Netzbetreiber

Die ElCom hat wie in den Vorjahren auch im Frühling 2018 an verschiedenen Standorten in der Schweiz insgesamt sechs Informations-Veranstaltungen durchgeführt. Die zentralen behandelten Themen waren die Energiestrategie 2050, Strategie Stromnetze, Netzplanung sowie Aktuelles aus der ElCom und dem BFE. An

den sechs Veranstaltungen nahmen insgesamt knapp 600 Personen teil. Sowohl für die Teilnehmenden wie auch für die Mitarbeitenden der ElCom und des BFE bildeten diese Anlässe wiederum eine willkommene Gelegenheit, sich fachlich auszutauschen.

Workshop Marktüberwachung

Wie in den Vorjahren fand im Berichtsjahr ebenfalls ein Workshop des Fachbereichs Marktüberwachung in Bern statt. Im Fokus des Workshops

2018 stand, neben den aktuellen Entwicklungen der Überwachung des Energiegrosshandelsmarktes, das Thema Blockchain.

9 Anhang

9.1 Geschäftsstatistik

Im Jahr 2018 sind insgesamt 330 neue Fälle eingegangen. Von diesen Fällen konnten bereits im Berichtsjahr wieder 115 Fälle erledigt werden – dies entspricht einem Verhältnis bezogen auf das Eingangsjahr von 35 Prozent. Insgesamt konnten im Jahr 2018 509 Fälle erledigt werden. Im Jahr 2018 konnte damit der Überhang aus den Vorjahren, insbesondere aus dem Jahr 2017, erneut massiv abgebaut werden. Seit 2016 wird auch die Anzahl der sogenannten «Einfachen Anfragen» systematisch erhoben. Bei 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 2018 sind 328 solche einfachen Anfragen eingegangen. Diese konnten – bis auf 9 Anfragen – ebenfalls vollständig abgearbeitet werden (97 Prozent). Insgesamt wurden im Berichtsjahr 334 Verfügungen erlassen. Ein erheblicher Teil davon entfällt auf Gesuche für Netzverstärkungen.

Art des Geschäfts	Übertrag aus Vorjahren	Eingang 2018	Erledigt 2018	Übertrag ins 2019
Spezifische Eingaben Tarife	74	27	80	21
Kostendeckende Einspeisevergütung	204	32	220	16
Netzverstärkungen	38	107	77	68
Restliche Fälle	60	164	132	92
Total	376	330	509	197
Einfache Anfragen	9	328	328	9
Total inkl. einfache Anfragen	385	658	837	206

Tabelle 7: Geschäftsstatistik 2018 der ElCom

9.2 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 22 Halbtagesitzungen im Inland teilgenommen. Einmal pro Jahr trifft sich die ElCom zu ihrer Retraite und sucht vor Ort den Kontakt mit den Netzbetreibern.

9.3 Publikationen

Weisungen

06.03.2018	Verhalten dezentraler Energieerzeugungsanlagen bei Abweichungen von der Normfrequenz
25.04.2018	Gestehungskosten und langfristige Bezugsverträge gemäss Artikel 4 Absatz 1 Stromversorgungsverordnung
14.05.2018	WACC Produktion
19.06.2018	Abrechnungsmethodik für SDL
24.07.2018	75-Franken-Regel
15.08.2018	Netzverstärkung
15.11.2018	Erfassung Versorgungsqualität

Mitteilungen

25.04.2018	FAQ ES2050: Fragen und Antworten zur Energiestrategie 2050
19.06.2018	Verhalten dezentraler Energieerzeugungsanlagen bei Abweichungen von der Normfrequenz – Nachrüstung bestehender Anlagen
05.07.2018	Brief Verdankung und Darlegung Massnahmen zur Messkostenerhebung 2017
24.07.2018	Vereinbarung ElCom, ESTI und BFE bei PGV und SÜL
18.10.2018	Einsatz elektronischer Messmittel mit Lastgangmessung und automatischer Datenübermittlung, welche den Anforderungen der StromVV nicht entsprechen
29.10.2018	Fragen und Antworten zu neuartigen und dynamischen Netznutzungs- und Energietarifen.
19.12.2018	Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) und intelligente Messsysteme für Elektrizität
20.12.2018	Revision StromVG Vernehmlassung ElCom

Berichte und Studien

31.05.2018	Tätigkeitsbericht der ElCom 2017
31.05.2018	Schlussbericht System Adequacy 2025
31.05.2018	Stromversorgungssicherheit in der Schweiz 2018
27.06.2018	Bericht Messkosten Schweiz

9.4 Abkürzungen und Glossar

ACER	EU Agency for the Cooperation of Energy Regulators
aFRR, mFRR	Automatic Frequency Restoration Reserve / manually Frequency Restoration Reserve
BFE	Bundesamt für Energie
BFS	Bundesamt für Statistik
BABS	Bundesamt für Bevölkerungsschutz
Bilanzmanagement	Massnahmen zur ständigen Aufrechterhaltung der elektrischen Energie- und Leistungsbilanz im Elektrizitätssystem; dazu gehören insbesondere Fahrplanmanagement, Messdatenmanagement und Bilanzausgleichsmanagement.
Blockchain	Erweiterbare Liste von Datensätzen, die mittels kryptographischer Verfahren miteinander verkettet sind
CBCA	Cross Border Cost Allocation
CEER	Council of European Energy Regulators; Conseil des régulateurs européens de l'énergie
CERT	Computer Emergency Response Team
CMIT	CEER Market Integrity and Transparency Working Group
Cost Plus Regulierung	Methode der Tarifregulierung, bei der jeder Netzbetreiber gestützt auf seine eigenen Kosten die betriebsnotwendigen Kosten inkl. einem angemessenen Gewinn ermittelt. Dies entspricht der heutigen Tarifregulierung in der Schweiz. Im Gegensatz dazu werden bei der Anreizregulierung die Kosten ermittelt, welche ein effizienter Netzbetreiber im betreffenden Netzgebiet hätte.
CORE	Kapazitätsberechnungsregion CORE setzt sich zusammen aus den ehemaligen Regionen CWE (Central West Europe) und CEE (Central East Europe)
DLT	Distributed Ledger Technologie
EEA	Energieerzeugungsanlage

EEX	European Energy Exchange
EIV	Einmalvergütung
EJPD	Eidgenössisches Justiz- und Polizeidepartement
ElCom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
EMmV	Messmittel für elektrische Energie
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.
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
EnV	Energieverordnung
ESTI	Eidgenössisches Starkstrominspektorat
EU	Europäische Union
EVS	Neues Einspeisevergütungssystem
FCR	Frequency controlled normal operation reserve
FITS	Flexible Intraday Trading System
FINMA	Eidgenössische Finanzmarktaufsicht
HS	Hochspannung
ICT	Information Communications Technology
IN	Inbalanced Netting
KEV	Kostendeckende Einspeisevergütung
KKW	Kernkraftwerk

kVA	Anschlussleistung Kilovoltampere
kWh	Kilowattstunde
kWp	Kilowatt-Peak
Median	Der Wert in der Mitte einer der Grösse nach geordneten Datenreihe. Das heisst, jeweils die Hälfte aller Beobachtungen ist kleiner respektive grösser als der Medianwert. (Im Gegensatz zum Mittelwert ist der Median «robust» gegenüber Ausreissern.)
MessMV	Messmittelverordnung
MS	Mittelspannung
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NB	Netzbetreiber
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
PGV	Plangenehmigungsverfahren
PLEF	Pentalaterales Energieforum
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.
SKI	Strategie zum Schutz kritischer Infrastrukturen
Strang-km	Ein Leitungsstrang (Strang-km) besteht aus mehreren Leitern (z. B. 1 km mit 3 Pol- bzw. Einzelleitern = 1 km). Bei Kabelleitungen beschreibt ein Kilometer die absolute Länge der Kabel. Bei Freileitungen entsprechen beispielsweise 3 Polleiter einem Strang (vgl. VSE - Dokument NBVN-CH Ausgabe 2007).
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
TWh	Terawattstunde
OT	Operational Technology
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.
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UREK	Kommissionen für Umwelt, Raumplanung und Energie
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
XBID	Cross-Border Intraday Market Project
ZEV	Zusammenschluss zum Eigenverbrauch



Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom

Christoffelgasse 5, CH-3003 Bern

Tel. +41 58 462 58 33, Fax +41 58 462 02 22

info@elcom.admin.ch · www.elcom.admin.ch