



Tätigkeitsbericht der ElCom 2020



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

Thomas Friedt (Seite 1, 81)
ElCom / Nadine Strub (Seite 4, 9, 68)
CKW, Philipp Schmidli (Seite 10)
Daniel Streit (Seite 21)
Swissgrid AG (Seite 33)
Axpo Holding AG (Seite 56)
ElCom / www.bildkultur.ch (Seite 72)

Auflage

D: 40, F: 20, I: 10, E: 10

Erscheint in deutscher, französischer, italienischer und englischer Sprache · 6/2021

Inhaltsverzeichnis

1	Vorwort des Präsidenten	4
2	Interview mit dem Geschäftsführer zur Versorgungssicherheit	8
3	Versorgungssicherheit	10
3.1	Einleitung	10
3.2	Die Versorgungssicherheit im Rück- und Ausblick	10
3.2.1	Rückblick auf den Winter 2019/2020	11
3.2.2	Sonstige Vorfälle im Jahresverlauf	11
3.2.3	Situation im Winter 2020/2021	12
3.3	Ungeplante Flüsse	13
3.4	Cyber-Sicherheit	14
3.5	Qualität der Versorgung	15
3.5.1	Verfügbarkeit des Netzes	15
3.5.2	Importkapazität	16
3.5.3	Exportkapazität	17
3.5.4	Nachrüstung dezentraler Energieerzeugungsanlagen	18
3.6	Systemdienstleistungen	18
4	Die Netze	21
4.1	Fakten und Zahlen der Schweizer Stromnetze	21
4.2	Netzausbau und Netzplanung	27
4.2.1	Mehrjahresplanung Übertragungsnetz	27
4.2.2	Mehrjahresplanung Verteilnetz	28
4.2.3	Beteiligung an Sachplan- und Plangenehmigungsverfahren	29
4.3	Investitionen in Netzinfrastruktur	29
4.3.1	Investitionen ins Übertragungsnetz	29
4.3.2	Investitionen ins Verteilnetz	29
4.4	Netzverstärkungen	30
4.5	Nationale Netzgesellschaft	32
4.6	Verfügungen und Entscheide zu den Netzen	32
5	Der Schweizer Strommarkt	33
5.1	Struktur der Schweizer Netzbetreiber	33
5.2	Marktzugang und Wechselrate	34
5.3	Tarife Übertragungsnetz	36
5.4	Tarife Verteilnetz	37
5.5	Prüfungen zu Tarifen	41
5.6	Gerichtspraxis	46
5.7	Sunshine-Regulierung	46
5.8	Messwesen	47
5.9	Entflechtung	48
5.10	ZEV, Praxismodell, KEV, Einmalvergütung, Abrechnung der MWSt auf dem Netzzuschlag	48
6	Marktüberwachung	50
6.1	Markttransparenz im Stromgrosshandel	50
6.2	Marktüberwachung 2020 in Zahlen	51
6.3	Studie: Auswirkung der Corona-Pandemie auf die europäische Last	52
6.4	Fall MEAS	54
6.5	RTE-Regel zum Balancing Markt in Frankreich	55
7	Internationales	56
7.1	Engpassmanagement	57
7.2	Grenzkraftwerke	60
7.3	Merchant Lines	61
7.4	Auktionserlöse	61
7.5	Internationale Plattformen für Regelenergie	63
7.6	Internationale Gremien	64
8	Ausblick	66
9	Über die EICOM	68
9.1	Organisation und Personelles	70
9.1.1	Kommission	70
9.1.2	Fachsekretariat	72
9.2	Finanzen	73
9.3	Veranstaltungen	73
10	Anhang	74
10.1	Geschäftsstatistik	74
10.2	Sitzungsstatistik	74
10.3	Publikationen	75
10.4	Abkürzungen und Glossar	76

1 Vorwort des Präsidenten



Werner Luginbühl
Präsident der ElCom

Unter dem engagierten Präsidium von alt Ständerat Carlo Schmid-Sutter ist es in den letzten zehn Jahren gelungen, die ElCom aufzubauen und als Regulierungsbehörde so zu etablieren, dass sie heute in der Branche und bei den Konsumentinnen und Konsumenten eine breite Akzeptanz und eine gute Reputation genießt. Mit der Übernahme des Präsidiums am 1. März 2020 ist es mein Bestreben, zusammen mit der Kommission und dem Fachsekretariat auf diese Errungenschaft aufzubauen, sie zu pflegen und dafür zu sorgen, dass die Behörde in der Lage ist, die Herausforderungen der Zukunft zu bewältigen.

COVID-19 und seine Auswirkungen auf die Branche

Das Jahr 2020 stand im Zeichen der Corona-Pandemie. Auch die Länder der ersten Welt sind nach langem Unterbruch wieder von einer flächendeckenden Pandemie mit enormen volkswirtschaftlichen und beträchtlichen gesellschaftlichen Auswirkungen betroffen. Mit dieser Tatsache taten und tun sich viele schwer, weil sie glaubten, unsere «moderne» Gesellschaft sei vor derartigen Ereignissen gefeit.

Die Elektrizitätswirtschaft war von dieser Krise im Quervergleich wirtschaftlich eher

unterdurchschnittlich betroffen. Die ElCom hat im Mai 2020 eine Studie zur Auswirkung der Corona-Pandemie auf die europäische Last veröffentlicht. Diese Studie hat gezeigt, dass die Elektrizitätswirtschaft in der Schweiz von der sinkenden Last durch den Corona-bedingten Lockdown weniger stark betroffen war als Frankreich, Italien oder Spanien. Der Verbrauchsrückgang an Werktagen während dem ersten Lockdown lag in der Schweiz bei etwa 10 Prozent, in Frankreich bei etwa 17, in Spanien bei etwa 20 und in Italien bei etwa 25 Prozent. Die gedrosselte Industrieproduktion sowie geschlossene Restaurants und Geschäfte waren die Hauptgründe für den Lastrückgang.

Die finanziellen Effekte des Verbrauchsrückgangs für Schweizer Energieversorger haben sich je nach Beschaffungsstrategie sehr unterschiedlich ausgewirkt. Die Netzbetreiber konnten zur Linderung der wirtschaftlichen Auswirkungen für die KMU und Industrie im Frühling bei der ElCom kurzfristige Tarifsenkungen beantragen. Von der Möglichkeit, die Tarife ausnahmsweise unterjährig zu senken, haben letztendlich aber nur wenige Unternehmen Gebrauch gemacht.

Deckungsdifferenzen 2011 und 2012

Die ElCom hat im Berichtsjahr einen wichtigen Schritt zum Abschluss einer der grössten Transaktionen in der jüngeren Wirtschaftsgeschichte der Schweiz ermöglicht, nämlich im Zusammenhang mit dem rund 7000 km langen Übertragungsnetz mit einem regulatorischen Wert von gut 2.5 Milliarden Franken. Gemäss StromVG Artikel 33, Absatz 4 waren die Anlagen des schweizerischen Übertragungsnetzes bis 1. Januar 2013 an die Swissgrid zu überführen. In insgesamt 19 Verfü-

gungen betreffend die Deckungsdifferenzen der Tarifjahre 2011 und 2012 wurde nach aufwändigen und langwierigen Verfahren im Berichtsjahr die Übertragung zum Abschluss gebracht. Die Verfügungen sollen Anfang 2021 durch die Kommission verabschiedet werden.

Versorgungssicherheit

Aus Sicht der Versorgungssicherheit waren der Winter 2019/2020 und die erste Hälfte des Winters 2020/2021 entspannt. Der Winter 2019/2020 war der mildeste seit Messbeginn. Die Temperaturen lagen 3°C über der Norm. Der im März folgende Lockdown infolge der Corona-Pandemie führte zu einem zusätzlichen Minderverbrauch von Elektrizität. In der Schweiz waren alle Kernkraftwerke gemäss Plan am Netz und die Speicherseen waren während dem Winter immer überdurchschnittlich gut gefüllt.

Im Bereich der Produktion sieht die ElCom auf mittlere Sicht den grössten Handlungsbedarf nach wie vor bei den Rahmenbedingungen für die inländische Winterproduktion. Verschiedene Faktoren spielen dabei mit. Mit zunehmendem Alter der Kernkraftwerke nimmt die Wahrscheinlichkeit von technisch oder wirtschaftlich bedingten, unvorhergesehenen Ausserbetriebnahmen zu. Zudem ist heute unklar, ob die verbleibenden vier KKW 2035 (50 Jahre Betriebsdauer) oder 2045 (60 Jahre Betriebsdauer) ausser Betrieb genommen werden. Mit den bislang erzielten Zubauraten für Produktion aus erneuerbarer Energie, insbesondere Photovoltaik, ist es nicht möglich, innert nützlicher Frist einen angemessenen Anteil der im Winterhalbjahr wegfallenden Produktion aus Kernkraft (rund 14 TWh) zu ersetzen.

Die ElCom hat im Februar 2020 im Grundlagenpapier zur Winterproduktion auf die zunehmenden Importrisiken hingewiesen, in der weiteren Kommunikation jedoch den Fokus auf den Zubau der inländischen Winterproduktion im Umfang von 5 bis 10 TWh bis 2035 gelegt.

Im Sommer 2019 hat der Bundesrat mit Blick auf die Verpflichtungen aus dem Pariser Klimaabkommen das Netto-Null-Ziel ab 2050 beschlossen. Diese Zielsetzung bedingt einen radikalen Umbau der Energieversorgung in knapp 30 Jahren und ist mit einer steigenden Nachfrage nach Strom durch die rasche Elektrifizierung des Verkehrs- und Gebäudebereichs verbunden.

Nach der Vernehmlassung zur Revision StromVG und EnG hat die Landesregierung im November 2020 die Eckwerte für die Revision der beiden Gesetze festgelegt. Dabei mitberücksichtigt wurden u. a. der sich abzeichnende Mehrverbrauch an Elektrizität für Gebäudewärme und Mobilität.

Der Bundesrat will Beiträge an inländische erneuerbare Energien durch Investitionsbeiträge bis 2035 verlängern und Auktionen für grosse Photovoltaik-Anlagen unter Beibehaltung des 2.3 Rp/kWh-Deckels ermöglichen. Auf neue Förderinstrumente wie gleitende Marktprämien wird verzichtet, da diese mehr Mittel benötigen würden. Mit Blick auf die Versorgungssicherheit wird zusätzlich zur strategischen Reserve ein Ausbau der Winterproduktion um 2 TWh/a vorgesehen. Das verbleibende Defizit im Winter soll mittel- bis langfristig durch Im-

porte gedeckt werden. Zudem soll die aktuelle Selbstversorgungsfähigkeit von 22 Tagen auch zukünftig gewährleistet werden.

Die ElCom nimmt mit Befriedigung zur Kenntnis, dass verschiedene ihrer Anliegen in die Vorlage aufgenommen wurden. Die vorgesehene Verstärkung der Winterproduktion und die beabsichtigte Beschleunigung des Zubaus zum Erhalt der Selbstversorgungsfähigkeit, die Verringerung der Importrisiken (Redispatchbedarf) und eine effiziente Bewirtschaftung der Speicherkraftwerke sind dringend notwendig. Allerdings scheinen der ElCom die vorgeschlagenen Zielwerte einerseits zu wenig ambitiös, andererseits als zu optimistisch angesichts der unsicheren politischen und wirtschaftlichen Realisierbarkeit der geplanten Massnahmen. Der Importbedarf im Winterhalbjahr steigt nach der Ausserbetriebnahme der Kernkraftwerke gemäss Energieperspektiven, trotz der geplanten Massnahmen, über längere Zeit auf weit über 10 TWh an.

Die Botschaft zur Revision des EnG und StromVG soll dem Parlament Mitte 2021 vorgelegt werden.

Internationale Entwicklungen

Die Schweiz wird in Zukunft im Winter in jedem Fall eine – zumindest mittelfristig – tendenziell steigende Strommenge importieren müssen. Die ElCom erachtet es als Teil ihrer gesetzlichen Aufgabe zur Überwachung der Versorgungssicherheit, die Politik auf die aus heutiger Sicht mit einem substanziellen Import einhergehenden Risiken hinzuweisen.

Bei der Beurteilung der Importrisiken sind insbesondere die Transportverfügbarkeit sowie die Exportfähigkeit und -bereitschaft der Nachbarländer relevant.

Die Transportverfügbarkeit wird durch zahlreiche Elemente beeinflusst. Dazu zählen insbesondere ein volatilerer Netzbetrieb, die weitere Substitution der steuerbaren Produktion durch erneuerbare Energien, die Ausdehnung der flussbasierten Marktkopplung auf Osteuropa, die Einführung der flussbasierten Marktkopplung auch im Intraday-Markt, eine allfällige Ausdehnung der flussbasierten Marktkopplung auch auf Italien, die Erfüllung der 70%-Regel der EU und die Einführung verschiedener grenzüberschreitender Plattformen im Regelennergiebereich.

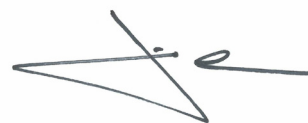
Bei der Exportfähigkeit und -bereitschaft der Nachbarländer ist zu beachten, dass Deutschland, bedingt durch den Ausstieg aus der Kernenergie und den schrittweisen Ausstieg aus der Kohle im Winter, zu gewissen Zeiten nur mehr beschränkt in der Lage sein dürfte zu exportieren. Zudem treten schon heute bei Nichtverfügbarkeiten der französischen KKW Engpässe auf, und die tatsächliche Verfügbarkeit des französischen KKW-Parks ab 2030 stellt eine grosse Unbekannte dar. Es ist ferner davon auszugehen, dass Importe aus Italien auch in Zukunft kaum in grösserem Ausmass möglich sein werden.

Zusammengefasst: Der Aufwand für Redispatch nimmt zu und Ausfälle von Netzele-

menten können bei zu geringen Reserven gravierende Folgen nach sich ziehen. Die Importkapazität wird zunehmend von politischen Entscheidungen im Ausland abhängig, sei dies von EU-Gremien wie DG ENER und/oder ACER, oder von Regulatoren/TSO der Regionen CORE und Italy North.

Ohne Zweifel würde der Abschluss eines Stromabkommens zumindest die politischen Risiken weitgehend eliminieren. Ebenso klar ist, dass der Stromimport im Normalfall bislang verlässlich und volkswirtschaftlich effizient funktionierte. Allerdings ist es angesichts der enormen Bedeutung einer sicheren und verlässlichen Stromversorgung zu jedem Zeitpunkt ein beträchtliches Risiko, das System über Jahre am Limit zu betreiben. Aufgrund dieser Überlegungen empfiehlt die ElCom, dass in der Schweiz mindestens so viel Winterproduktion bereitgestellt wird, dass im Winterhalbjahr nicht mehr als 10 TWh importiert werden müssen.

Ich wünsche Ihnen bei der Lektüre des vorliegenden Tätigkeitsberichts interessante Einblicke in die vielfältige Tätigkeit der ElCom.



Werner Luginbühl
Präsident der ElCom

2 Interview mit dem Geschäftsführer zur Versorgungssicherheit

Nach mehr als dreizehn Jahren an der Spitze des Fachsekretariats wird Renato Tami Ende Oktober 2021 die ElCom verlassen. Hier blickt er noch einmal kritisch auf die Versorgungssicherheit in der Schweiz – aktuell und in Zukunft.

Herr Tami, als Geschäftsführer der ElCom sind Sie der oberste Wächter über die Versorgungssicherheit in der Schweiz. Wie schätzen Sie die Lage generell ein?

Im Moment haben wir eine zwar nicht maximal entspannte, aber stabile Lage. Die Netze sind gut verfügbar und die grossen Kraftwerke laufen. Mit dem Wegfallen der Kernenergie werden wir allerdings ein Problem bekommen, wenn wir nicht rechtzeitig gegensteuern, indem wir geeignete andere Stromerzeugungsquellen erschliessen und das vorhandene Stromsparerpotential nutzen.

Wie gross ist das Risiko einer Strommangellage konkret? Wieso wird das als grösste zivile Bedrohung des Landes, noch vor einer Pandemie, betrachtet?

Der Schaden durch eine Strommangellage wäre enorm. Laut Bundesamt für Bevölkerungsschutz stellt eine solche Strommangellage tatsächlich das grösste Risiko für die Schweiz dar. Im beschriebenen Szenario wurde eine Stromunterversorgung von 30 Prozent während mehrerer Monate im Winter angenommen. Insgesamt ist mit aggregierten Schäden von über 180 Milliarden Franken zu rechnen. Die Häufigkeit für das Auftreten eines derartigen Ereignisses wird auf einmal in 30 bis 50 Jahren geschätzt. Auch wenn das Bewusstsein dafür gering ist, ist die Wahrscheinlichkeit dafür doch relativ hoch.

Wie gross wird der zusätzliche Strombedarf durch den Umstieg der Industrie, des Verkehrs und des Gebäudebereichs auf elektrische Energie? Wieviel Strom muss zusätzlich produziert werden, und bis wann?

Es ist schwierig, das genau vorherzusagen. Um einen groben Rahmen zu nennen: Wir gehen

davon aus, dass die komplette Umstellung des Verkehrs auf Elektromobilität und die Umrüstung im Gebäudesektor auf Wärmepumpen zu mehr als 20 TWh Mehrbedarf führen wird. Diese Zahlen beziehen sich auf den privaten Bereich, da ist die Industrie noch nicht mit eingerechnet. Der gesamte Jahresverbrauch der Schweiz liegt momentan bei etwa 62 TWh.

Gleichzeitig wird es auch ein gewisses Einsparpotential durch Effizienzgewinne geben; auch hier ist es schwierig, das heute zu beziffern, das hängt unter anderem vom Zeithorizont ab. Allein die Elektroheizungen verbrauchen heute jährlich rund 2.8 TWh.

Genügt vor diesem Hintergrund die von der ElCom bisher geforderte Zubaumenge von 5 bis 10 TWh?

Die Analyse der ElCom zur Winterproduktion, die wir anfangs 2020 publiziert haben, berücksichtigt den zusätzlichen Bedarf durch die Umstellung des Industrie- und Verkehrssektors sowie des Gebäudebereichs auf Strom noch nicht, da entsprechende Zahlen noch nicht verfügbar waren. Unter Berücksichtigung des Mehrbedarfs muss man sagen, dass diese 5 bis 10 TWh nicht genügen.

Brauchen wir zusätzliche Importe?

Die Erfahrungen in den letzten Jahren haben gezeigt, dass ein maximaler Nettoimport im Winterhalbjahr von 10 TWh für unsere Strominfrastruktur noch verkraftbar ist. Das ist mehr als das Doppelte von dem, was wir in der Vergangenheit durchschnittlich im Winterhalbjahr netto importiert haben. Regelmässige höhere Importe wären zwar technisch möglich, würden aber zu viel Stress im Stromnetz bedeuten, es würde permanent

am Limit laufen, was bei einer so wichtigen Infrastruktur nicht verantwortbar wäre. Wichtig ist hier vor allem auch die Frage nach den Importrisiken: Kann und will das Ausland diese Mengen überhaupt zur Verfügung stellen? Regulatorische Einschränkungen wie die 70%-Regel der EU können den Import verunmöglichen.



Renato Tami
Geschäftsführer der ElCom

« Ein Stromabkommen mit der EU entbindet uns nicht von den Aufgaben, die wir im Inland zu lösen haben »

Die aktuelle Lage in der Corona-Pandemie hat ausserdem gezeigt: In einer Krisensituation hilft jedes Land primär sich selbst, dem Nachbarn wird nur geliefert, wenn genügend eigene Reserven vorhanden sind.

Stimmen die Rahmenbedingungen in der Schweiz für Investitionen im benötigten Ausmass?

Nein, hier besteht dringend Verbesserungsbedarf. Momentan sind die Rahmenbedingungen in anderen Ländern jedenfalls besser. Viele Schweizer Energieversorgungsunternehmen investieren in Anlagen im Ausland, grössere

Wasserkraftprojekte wie z. B. der Ausbau auf der Grimsel sind bei uns blockiert. Planung und Bau von fünf Windturbinen auf dem Gotthard dauerten 18 Jahre. Die Politik ist hier gefordert, bestehende Regelungen betreffend Wasserzins, Restwassermengen, Auenschutz etc. zu überprüfen und im Hinblick auf die Realisierung der Energiestrategie 2050 anzupassen.

Hilft uns ein Stromabkommen mit der EU in Bezug auf die Versorgungssicherheit?

Es hilft sicher, wenn die regulatorischen Hemmnisse abgebaut sind und die Schweiz im EU-Binnenmarkt voll integriert ist. Es löst aber nicht jene Probleme, die wir im Inland beheben müssen. Anders gesagt: Durch ein Stromabkommen mit der EU ist noch keine einzige zusätzliche KWh produziert und auch die Rahmenbedingungen für Investitionen sind dadurch nicht verbessert. Insofern wäre ein europäisches Abkommen ein begrüssenswertes Element, es entbindet uns aber nicht von den Aufgaben, die wir hier noch zu lösen haben.

Eine persönliche Frage zum Schluss an Sie als scheidenden Geschäftsführer: Was wünschen Sie sich für die Energiestrategie 2050?

Persönlich bin ich ein Befürworter der Energiestrategie 2050, es scheint mir der einzige richtige Weg zu sein. Allerdings braucht es noch einige Ergänzungen, damit die Energiestrategie gelingen kann. Hier ist das Parlament gefragt: Die Klima- und Energielenkungsabgabe (KELS) darf nicht alternativlos gestrichen werden und auch bei den Rahmenbedingungen in Bezug auf Investitionen sind Verbesserungen notwendig. Das müssen wir angehen, wenn wir in der Schweiz Arbeitsplätze schaffen, die Versorgungssicherheit gewährleisten und die Position des Landes stärken wollen.

3 Versorgungssicherheit



Der Ausbau der erneuerbaren Energien kommt in der Schweiz nur schleppend voran. Mit Windkraftwerken liesse sich ein Teil des Strombedarfs im Winter decken, wie hier im Entlebuch.

3.1 Einleitung

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.

Zur Analyse der zukünftigen Versorgungssicherheit in der Schweiz wurden bilanzielle Analysen zur Winterproduktion durchgeführt und in einem Grundlagenpapier veröffentlicht, während mit der ElCom Adequacy Studie 2030 probabilistische Simulationen der Versorgungslage in zehn Jahren im Zentrum standen. Auch wurde ein umfassender Bericht zur Stromversorgungssicherheit der Schweiz 2020 erstellt. Die ElCom interpretiert die Ergebnisse dieser Analysen so, dass für die Versorgungssicherheit im Winter ein dezidierter Zubau von Winterproduktionskapazitäten im Inland notwendig ist.

3.2 Die Versorgungssicherheit im Rück- und Ausblick

Um den Überwachungsauftrag zu erfüllen, beobachtet die ElCom die mittel- bis langfristige Versorgungssicherheit mittels eines um-

fassenden Monitorings. Die nachfolgenden Kapitel zeigen für das Berichtsjahr bedeutende Ergebnisse dieses Monitorings.

3.2.1 Rückblick auf den Winter 2019/2020

Der Winter 2019/2020 war gemäss MeteoSwiss der mildeste Winter seit Messbeginn. Die Temperaturen lagen knapp 3°C über der Norm. Somit war der temperaturabhängige Stromverbrauch für Heizzwecke entsprechend geringer. Die Produktionsverfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke lag im Plan und auch in der Schweiz waren alle Kernkraftwerke gemäss Plan am Netz. Die Speicherseen waren während des Winters immer überdurchschnittlich gut gefüllt.

Aufgrund einer generell angespannten Netzlage im Dezember, insbesondere der inner-schweizerischen Zuleitungen Richtung Westschweiz, und wegen des Abschaltens des Kernkraftwerks Mühleberg Ende Dezember 2019 wurde in der Schweiz mit einer vorgegebenen Mindestproduktion von Speicherkraftwerken in der Westschweiz eine zusätzliche temporäre Massnahme ergriffen, was

aufgrund der hohen verfügbaren Speicherenergie problemlos möglich war.

Im Februar kam es wegen mehreren Stürmen zu wetterbedingten Störungen im Übertragungsnetz und Ausfällen von neun Übertragungsnetzleitungen, welche zeitweise Versorgungsunterbrüche in Teilen der Kantone Schwyz, Uri und Zug zur Folge hatten. Die übergreifende Netzstabilität konnte aber zu jeder Zeit gewährleistet werden.

Ab März kam es durch die Auswirkungen der Corona-Pandemie zu Einschränkungen des öffentlichen Lebens und der Wirtschaft in der Schweiz und in Europa. Die Folge war eine deutlich gesunkene Netzlast, wobei Swissgrid in Verbindung mit einer hohen Photovoltaikproduktion mehrmals Überspannungen mit dem Einsatz hoher negativer Regelleistung entgegenwirken musste.

3.2.2 Sonstige Vorfälle im Jahresverlauf

In der Folge des Coronavirus kam es zu weiteren Auswirkungen in der Stromwirtschaft. Während der Krise hat die ElCom in kurzfristig einberufenen Konferenzen mit Vertretern von Behörden und der Branche den Informationsaustausch zur Versorgungssicherheit organisiert. Dabei wurden unter anderem folgende Punkte adressiert:

- Die Revisionen der Schweizer Kernkraftwerke mussten (wie in Frankreich, vgl. nachfolgendes Kapitel) zum Teil wegen der Pandemie verschoben werden. Die Verfügbarkeit des betriebswichtigen Personals der Schweizer Kernkraftwerke wurde durch das ENSI und die SUVA überwacht und konnte jederzeit sichergestellt werden. Bei Unterschreitung der Personalmindestbestände wären die Reaktoren abgeschaltet worden.

- Auch der Systembetrieb vom Übertragungsnetz im 7/24h Betrieb wurde durch die Pandemie beeinflusst. Swissgrid war seit Anfang März 2020 im Pandemiebetrieb, in welchem nur Personal der beiden Leitstellen sowie betriebskritisches Personal für den Anlagenbetrieb vor Ort waren. Eine wichtige Eingangsgrösse für den Netzunterhalt ist die Verfügbarkeit der Kraftwerke. Diverse Revisionen von Anlagen im Übertragungsnetz wurden aufgrund der verschobenen Revisionszeitfenster bei den (Kern-) Kraftwerken daher verschoben. Auch war feststellbar, dass die Bilanzgruppen aufgrund der ungewöhnlichen Lastsituation höhere Bilanzabweichungen verursachten. Swissgrid erhöhte deshalb die Menge der vorgehaltenen Regelleistung, um dieser Entwicklung zu begegnen.

- Die Regelzone der Schweiz ist nicht ganz kongruent mit den Landesgrenzen. Es gibt auch Gebiete im Ausland, welche durch Schweizer EVU versorgt werden (sogenannte Enklaven). Aufgrund der anfänglich geschlossenen Grenzen wurden für das Netzbetriebspersonal Lösungen gesucht; diese konnten mit den zuständigen Stellen im Ausland gefunden werden.

Eine Zusammenfassung der Koordination und der abgeleiteten Erkenntnisse wurden in Form eines Berichts Mitte des Jahres den zuständigen Behörden und dem Parlament zur Verfügung

gestellt. Im Bericht enthalten war auch eine Berechnung zu einem Pandemie-Szenario, welche noch im Rahmen der ElCom Adequacy Studie 2030 durchgeführt werden konnte.

Unabhängig von der Pandemie stürzte Mitte Jahr ein Freileitungsmast im Kanton Waadt um. Dadurch waren bis zum Abschluss der Reparaturarbeiten rund zwei Monate später zwei 220 kV-Leitungen ausser Betrieb. Die übergreifende Netzstabilität konnte jederzeit gewährleistet werden. Als Ursache des Maststurzes wurde Sabotage ermittelt. Die Abklärungen der Ermittlungsbehörden zur Täterschaft laufen.

3.2.3 Situation im Winter 2020/2021

Der Winter startete mit einem kalten Oktober und einem ersten Wintereinbruch Ende des Monats, während der November sich dann wieder extrem mild zeigte. In der Schweiz waren alle fünf Kernkraftwerke am Netz, und auch die Speicherseen waren am Anfang des Winters überdurchschnittlich gefüllt.

Demgegenüber wurde in Frankreich eine grundsätzlich angespannte Versorgungslage im Winter 2020/2021 angekündigt. Grund dafür waren die durch die Corona-Pandemie bedingten Verzögerungen bei den Revisionen der französischen KKW, welche in Frankreich grundsätzlich das ganze Jahr über durchgeführt werden und somit wenig Raum für externe Störfaktoren haben. Von den verzögerten Revisionen war auch die Nachladung mit Brennstoff betroffen. Mit dem Ziel einer möglichst hohen Verfügbarkeit der französischen KKW im Winter gab es wiederholt Neuplanungen der Revisionen. Trotzdem resultierte in den Wintermonaten Januar, Februar und März 2021 eine sehr tiefe Verfügbarkeit der französischen KKW. Frankreich kündigte an, dass es in Verbindung mit einer ausgeprägten Kältewelle in den Wintermona-

ten zu lokalen Versorgungsengpässen kommen könnte, und zwar trotz Vorhaltung und bedarfsgerechter Aktivierung von nationalen Gegenmassnahmen. Je nach Netzlastabdeckung in Frankreich (abhängig von Temperatur und Verfügbarkeit der Kernkraftwerke) können sich auch Lastflüsse und Probleme im Schweizer Übertragungsnetz ergeben, welche entsprechende Gegenmassnahmen der Swissgrid sowie eine enge Abstimmung mit den benachbarten TSO, insbesondere RTE (Réseau de Transport d'Electricité), notwendig machen können.

Vor diesem Hintergrund zeigt sich die Versorgungssituation für den Rest des Winters in der Schweiz ebenfalls nicht entspannt. Auf Seiten der Energie sind als Störfaktor vornehmlich die Versorgungslage in Frankreich erkennbar, allerdings ist der Füllstand der Speicherseen Ende Januar 2021 noch auf einem durchschnittlichen Niveau. Auf der Netzseite bleibt das Problem der ungeplanten Lastflüsse weiterhin bestehen, mit der Lösung des Trilateralen Redispatch ist die Schweiz aber generell besser in der Lage, in angespannten Netzsituationen einzugreifen.

3.3 Ungeplante Flüsse

In einem vermaschten Netz entspricht der tatsächliche (physikalische) 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 aktuell bis zu 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 führt.

Die langjährigen Bemühungen der Swissgrid und der ElCom tragen langsam Früchte. Das Problem wird mittlerweile von den Nachbarländern anerkannt. Als kurzfristige Massnahme wurde durch die Übertragungsnetzbetreiber und Regulatoren von Frankreich, Deutschland und der Schweiz im Hinblick auf den Winter 2019/2020 eine Lösung erarbeitet, die einen Trilateralen Redispatch vorsieht. Dabei kann Swissgrid im Falle einer Überlastung aufgrund ungeplanter Flüsse aus dem Day-Ahead-Markt gleichzeitig Kraftwerke in Frankreich und Deutschland abrufen, um dort die Produktion zu erhöhen resp. zu reduzieren, um so den Engpass in der Schweiz zu entlasten. Dieses Instrument steht Swissgrid seit Dezember 2019 zur Verfügung. 2020 trat das Problem dieser ungeplanten Flüsse nicht allzu stark auf, wohl auch im Zusammenhang mit der allgemein tieferen Last aufgrund der Corona-Pandemie.

Parallel wird auch an einer Dauerlösung gearbeitet, die nicht nur die Symptome bekämpft. Swissgrid und ElCom sind dazu im Kontakt mit den Gremien der Kapazitätsberechnungsregionen «CORE» (für die Schweizer Nordgrenzen) und «ITN» (für die Grenze zu Italien) und der EU. Das Ziel ist eine ausgewogene gegenseitige Berücksichtigung in den Kapazitätsberechnungen, so dass solche ungeplanten Flüsse nur noch in Ausnahmesituationen zu Engpässen führen würden. Ebenfalls soll die Schweiz in mit der Kapazitätsberechnung verwandten Methoden wie z. B. Redispatch und Countertrading zukünftig mitberücksichtigt werden. Das Ziel ist der Abschluss von technischen Vereinbarungen mit den Ländern dieser beiden Kapazitätsberechnungsregionen. Nur mit solchen Vereinbarungen dürfen zudem die Schweizer Nachbarländer aus Sicht der EU die Flüsse mit der Schweiz in ihr jeweiliges 70%-Ziel mit einrechnen.

Während diese Arbeiten bei ITN relativ weit fortgeschritten sind, gab es bei CORE in 2020 zwar auch einige Fortschritte und Annäherungen, aber eine Lösung ist auf kurze Sicht noch nicht realistisch und auch längerfristig noch keineswegs garantiert.

Ein weiteres Problem ungeplanter und die Systemsicherheit gefährdender Flüsse ergibt sich aus den Plattformen zum Handel von Regelenergie, die ab 2020 operativ sind. Falls die Schweiz an diesen Plattformen nicht beteiligt ist, treten ungeplante Stromflüsse sehr nahe am Zeitpunkt der Lieferung auf, gegen welche aktuell noch keine wirksamen Gegenmassnahmen existieren. Dies wird für 2021 ebenfalls ein wichtiges Thema werden.

3.4 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 betroffenen 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 zum zentralen Thema zur Gewährleistung einer sicheren Versorgung. So wurde zum Beispiel im Berichtsjahr das Büronetzwerk von ENTSO-E Opfer eines Cyberangriffs. Dieses System ist nicht mit den operativen Systemen der TSO verbunden. Aus Sicherheitsgründen hat Swissgrid dennoch die Verbindungen zur ENTSO-E unterbrochen, bis die betroffenen IT-Systeme wieder funktionsfähig waren.

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; die ElCom schenkt daher auch dem Zustand der Cyber-Sicherheit bei den Netzbetreibern die nötige Aufmerksamkeit.

Aus diesem Grund hat sich die ElCom 2018 entschieden, einen Überblick über den Stand der organisatorischen und technischen Cy-

ber-Sicherheitsmassnahmen bei den 92 grössten Netzbetreibern zu verschaffen. Die Resultate dieser Umfrage hat die ElCom im Bericht «Cyber-Sicherheit 2019» zusammengefasst und daraus Empfehlungen formuliert. Dabei wurde nicht der Zustand der gesamten Cyber-Sicherheitsmassnahmen untersucht. Im Fokus standen 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 Empfehlungen nur für die untersuchten Themengebiete. Dabei orientierte 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 Continuity», «Handbuch Grundsatz 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 (Operation Technology) sowie die Sicherstellung der Lieferung durch ein redundantes System zentral. Die Bestrebungen, ein Branchen-CERT (Computer Emergency Response Team) 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.

3.5 Qualität der Versorgung

3.5.1 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 95 grössten Schweizer Netzbetreiber aus. Diese 95 Netzbetreiber wickeln rund 88 Prozent des gesamten Schweizer Energieumsatzes über ihre Netze ab. Im Jahr 2019 verzeichneten die 95 grössten Schweizer Netzbetreiber 5780 ungeplante Unterbrechungen (vgl. Tabelle 1). Damit nahm die Zahl der ungeplanten Unterbrechungen gegenüber dem Vorjahr ab. 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.

	2016	2017	2018	2019	2020 ¹	Einheit
Unterbrechungen	4'328	4'814	6'495	5'780		Anzahl
SAIDI	9	10	14	8		Minuten pro Endverbraucher
SAIFI	0.20	0.21	0.27	0.17		Unterbrechungen pro Endverbraucher

¹ Die Zahlen zur Versorgungsqualität 2020 werden im Juni 2021 veröffentlicht und sind auf der Internetseite der ElCom abrufbar.

Tabelle 1: Entwicklung der Versorgungsqualität in der Schweiz 2016-2019 (nur ungeplante Unterbrechungen)

Im Jahr 2019 betrug die durchschnittliche Dauer der ungeplanten Unterbrechungen pro Endverbraucher acht Minuten. Damit sank dieser Indikator landesweit gegenüber dem Vorjahr um sechs Minuten. Die durchschnittliche Häufigkeit einer ungeplanten Unterbrechung pro Endverbraucher nahm im Jahr 2019 gegenüber dem Vorjahr ab und lag bei 0.17 Unterbrechungen pro Endverbraucher. Die Schweizer Netzverfügbarkeit ist nach wie vor sehr gut. Die tiefe-

ren SAIDI- und SAIFI-Werte im Jahr 2019 sind hauptsächlich auf das Ausbleiben von ausserordentlichen Naturereignissen 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.

3.5.2 Importkapazität

Neben der Verfügbarkeit des Netzes ist auch die verfügbare Importkapazität eine wichtige Kenngrösse für eine sichere Stromversorgung in der Schweiz. Zugleich kann der Schweizer Stromsektor durch die Import- und Exportkapazität Geschäfte auf dem europäischen Markt abschliessen und seine Wettbewerbsfähigkeit ausnützen. 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 für kommerzielle Austausche durch Händler in Import- oder Exportrichtung genutzt werden kann, ohne die Sicherheitsstandards zu verletzen. Swissgrid bestimmt

die stündlichen Werte für die vier Schweizer Grenzen gemeinsam mit den Betreibern der benachbarten Übertragungsnetze. Der Anteil der Import- und Exportkapazität des Fürstentums Liechtenstein, das der Regelzone Schweiz angehört, wird der Import- und Exportkapazität aus Österreich angerechnet.

Tabelle 2 gibt einen Überblick über die durchschnittliche Entwicklung der verfügbaren Importkapazitäten, einerseits für alle Grenzen zusammen und das sogenannte Norddach, andererseits für jede individuelle Grenze zwischen der Schweiz und ihren Nachbarländern. Stündlich betrachtet kann die NTC volatiler sein als jene Werte, die in jährlichen Durchschnitten für Import- und Exportwerte widerspiegelt werden.

IMPORT NTC (MW)	2016	2017	2018	2019	2020
Gesamt	6'962	6'987	6'756	6'657	6'982
davon Norddach (AT, DE, FR)	5'245	5'265	5'034	4'936	5'260
Frankreich	2'974	3'007	2'772	2'678	2'944
Deutschland	1'468	1'501	1'396	1'343	1'264
Österreich	803	757	866	915	1'052
davon Italien	1'717	1'722	1'722	1'721	1'722

Tabelle 2: Entwicklung der verfügbaren Importkapazität (NTC) der Schweiz 2016–2020 (jährliche Durchschnittswerte der stündlichen NTC)

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 Kuppel-

transformatoren (380/220 kV) die maximal mögliche Importkapazität der Schweiz. Am Norddach erhöhte sich die Importkapazität aus Frankreich 2020 leicht (sie bleibt aber unter 3000 MW im Durchschnitt), aus Deutschland ging sie im Durchschnitt weiter zurück, was aber durch die Zunahme

der Importkapazität aus Österreich, dessen Grosshandelsmarkt seit Oktober 2018 vom deutschen Markt entkoppelt wurde, kompensiert werden konnte.

Umgekehrt blieb zwischen 2016 und 2020 die Importkapazität aus Italien im Durchschnitt relativ stabil. Bisher gilt diese in Normal-Situationen für die Versorgungssicherheit der Schweiz noch als weniger relevant als die Importkapazität am Norddach. Mit

der zunehmenden Volatilität der Märkte und den Kernkraft- und Kohleausstiegen in Deutschland und teilweise in Frankreich (KKW Fessenheim wurde in 2020 definitiv ausgeschaltet), aber auch wegen des Abschaltens vom KKW Mühleberg (Dezember 2019) wird zukünftig auch der Import aus Italien wichtiger. Massnahmen zu einer Erhöhung der Importkapazität aus Italien wurden bereits eingeleitet und werden voraussichtlich ab Frühjahr 2022 wirksam werden.

3.5.3 Exportkapazität

Aufgrund der hohen Transitflüsse durch die Schweiz von Norden nach Süden ist für die Netz- und Versorgungssicherheit der Schweiz und ihrer Nachbarländer auch die verfügbare Exportkapazität insbesondere nach Italien und Frankreich von Bedeutung (siehe Tabel-

le 3). Der Umfang dieser Exportkapazität nach Italien hat überdies einen massgeblichen Einfluss auf die Belegung der Importkapazität der Schweiz an ihren nördlichen Grenzen zu Frankreich, Deutschland und Österreich.

EXPORT NTC (MW)	2016	2017	2018	2019	2020
Gesamt	9'262	9'129	8'769	7'933	8'658
davon Norddach (AT, DE, FR)	6'276	6'207	6'115	5'415	5'928
Frankreich	1'125	1'180	1'184	1'163	1'136
Deutschland	4'000	4'000	3'888	3'491	3'708
Österreich	1'151	1'027	1'043	761	1'084
davon Italien	2'986	2'922	2'654	2'518	2'730

Tabelle 3: Entwicklung der Exportkapazität (NTC) der Schweiz 2016–2020 (jährliche Durchschnittswerte der stündlichen NTC)

2020 blieb die Exportkapazität nach Italien durchschnittlich weiterhin tiefer als 2016 und 2017, jedoch höher als 2018 und 2019, unter anderem weil vom italienischen TSO zur Sicherstellung der inneritalienischen Netzstabilität häufig Kapazitätsreduktionen an-

geordnet wurden. Dies geschah nicht nur in üblichen Perioden mit geringem Verbrauch in Italien (z. B. während Wochenenden, Oster- oder Sommerferien), sondern auch weil Italien als erstes europäisches Land von der Corona-Pandemie stark betroffen wurde.

Dadurch rutschte das Land früh in eine Wirtschaftskrise, was zu einer reduzierten Netzlast und geringerem Stromverbrauch führte.

Für 2020 war zudem eine deutlich kleinere NTC in Exportrichtung nach Deutschland feststellbar als 2016 bis 2018, wobei sie höher lag als 2019. Umgekehrt näherte sich die Exportkapazität nach Österreich wieder dem Niveau von 2016 an und erreichte fast 1'100 MW im Durchschnitt.

Die Berechnung der Exportkapazität in Richtung Deutschland wurde im Verlaufe des Jah-

res 2020 auf eine neue, genauere Methode umgestellt. Die ElCom hat die Einführung dieser neuen Methode intensiv begleitet.

Im Rahmen der europäischen Kooperation sollen zukünftig die NTC für den Import und Export mit lastflussbasierten Szenarien weiter optimiert werden. Insgesamt erlauben solche Szenarien die schrittweise Integration der nationalen Märkte mit Blick auf einen europäischen Strommarkt, um die anspruchsvolle Bewirtschaftung der begrenzt verfügbaren Grenzkapazitäten der Schweiz zu optimieren.

3.5.4 Nachrüstung dezentraler Energieerzeugungsanlagen

Viele der in der Regelzone Schweiz sowie im gesamten europäischen Verbundnetz installierten Photovoltaik-Anlagen (PVA) 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. Zudem wurde mit Schreiben vom 15. Juni 2018 an die Verteilnetzbetreiber ein Retrofit-Programm für bestehende PVA

bezüglich des Abschaltverhaltens bei Überfrequenz initiiert. Dieses wurde zunächst auf PVA mit einer Anschlussleistung ≥ 100 kVA beschränkt (Retrofit 1), weil bei diesen rasch und mit verhältnismässig kleinem Aufwand eine grosse Wirkung erzielt werden konnte.

Der von der ElCom festgesetzte Zielwert von maximal 200 MVA Leistung aus nicht-konformen PV-Anlagen konnte mit dem Retrofit 1 Programm nicht erreicht werden. Die ElCom hat daher Ende 2019 beschlossen, das Retrofit-Programm auf alle PVA mit einer Anschlussleistung über 30 kVA auszuweiten (Retrofit 2). Das Retrofit 2 Programm wurde im Januar 2020 gestartet und verpflichtet die Netzbetreiber, bis spätestens Ende 2022 die Konformität der betroffenen PVA in ihrem Netzgebiet sicherzustellen.

3.6 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 Pro-

duktion 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 49 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 hohen Kosten im Jahr 2016 sind auf die angespannte Versorgungssituation im Winter in der Schweiz zurückzuführen. Ein Vergleich über mehrere Jahre zeigt, dass die Kosten für Regelleistung seit 2016 gesunken sind.

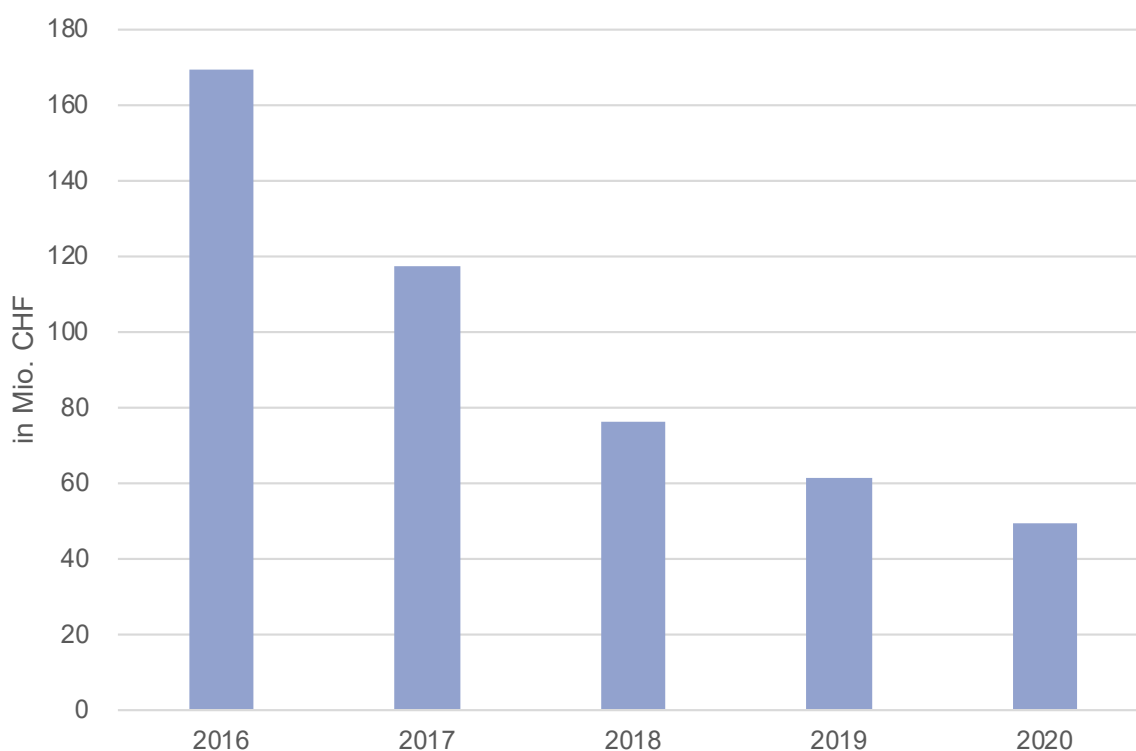


Abbildung 1: Preisentwicklung Regelleistung 2016–2020

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 12 Millionen Franken; diese sind damit tiefer als die Kosten von 2019 von rund 16 Millionen Franken.

2019 und 2020 hat Swissgrid die Regelprodukte zur Steigerung der Liquidität weiterentwickelt. So wurde 2019 die Beschaffung der Sekundärregelleistung angepasst. Bis Mitte 2018 wurde die Sekundärregelleistung als symmetrisches Produkt beschafft. Das heisst,

dass der Anbieter dieselbe Menge positiver und negativer Sekundärregelleistung anbieten musste. Mit der Umstellung auf ein asymmetrisches Produkt ist es nun möglich, dass der Anbieter nur positive oder nur negative Sekundärregelleistung anbietet. Zudem ermöglicht dies Swissgrid auch, die entsprechende Menge gezielter zu beschaffen. Weiter wurde im Berichtsjahr die Beschaffung der Primärregelleistung angepasst. Diese wird nun täglich in sechs 4-Stunden Blöcken beschafft. Zur weiteren Steigerung der Liquidität werden Regelprodukte in geringerem Umfang auch über internationale Plattformen eingekauft, namentlich primäre Regelleistung (FCR) sowie seit Oktober 2020 auch tertiäre Regelenergie (Replacement Reserve).

4 Die Netze



Das Hochspannungsnetz der Schweiz ist mehr als 6000 km lang. Das entspricht ungefähr der Distanz von Bern nach New York.

4.1 Fakten und Zahlen der Schweizer Stromnetze

Das Schweizer Stromnetz erstreckt sich über eine Gesamtlänge von rund 210'205 Kilometern, was rund dem Fünffachen des Erdumfangs entspricht. Davon sind 71 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 Anlageklassen erhoben. Die Anzahl Netzbetreiber in Tabelle 4 bezieht sich auf jene Netzbetreiber, welche Angaben zu den Anlageklassen gemacht haben. Das Mengengerüst der Anlagen hat sich im Verlauf der ver-

gangenen 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 2015 bis 2019 um drei Prozent erweitert. 2019 stehen den knapp 5.7 Millionen Messpunkten gut 5.6 Millionen Rechnungsempfänger gegenüber. Gemäss dem Bundesamt für Statistik (BFS) zählt die Schweiz gut 0.6 Millionen Unternehmen (2018) sowie knapp 8.6 Millionen Einwohnerinnen und Einwohner (2019). Das Bevölkerungswachstum zwischen 2015 und 2019 betrug etwas mehr als drei Prozent.

Anlageklasse	2015	2016	2017	2018	2019	Einheit
Trasse Rohranlage HS (NE3), MS (NE5) und NS (NE7)	119'621	119'277	120'509	122'616	124'941	km
Kabel HS (NE3)	1'911	1'924	1'992	1'906	2'053	km
Kabel MS (NE5)	33'870	34'044	34'675	35'307	36'433	km
Kabel NS (NE7)	77'590	78'011	79'269	80'029	82'179	km
Kabel Hausanschlüsse NS (NE7)	53'931	54'240	55'011	57'091	58'891	km
Freileitung und Kabel HHS (NE1)	6'750	6'629	6'590	6'652	6'717	Strang-km
Freileitung HS (NE3)	6'904	6'738	6'791	6'777	6'788	Strang-km
Freileitung MS (NE5)	10'590	10'061	9'784	9'458	9'346	Strang-km
Freileitung NS (NE7)	10'653	11'621	8'150	7'663	7'899	Strang-km
Unterwerk NE2, NE3, NE4, NE5	963	893	1'056	819	825	Anzahl
Transformator NE2	146	148	151	145	147	Anzahl
Schaltfeld NE2 ¹	165	159	164	167	163	Anzahl
Transformator NE3 ²	78	79	77	76	76	Anzahl
Schaltfeld NE3 ¹	2'606	2'577	2'600	2'586	2'680	Anzahl
Transformator NE4	1'143	1'142	1'150	1'143	1'153	Anzahl
Schaltfeld NE4 ¹	2'078	2'011	2'078	2'163	2'929	Anzahl
Transformator NE5 ²	190	75	72	73	74	Anzahl
Schaltfeld NE5 ¹	28'226	30'836	29'934	30'685	39'486	Anzahl
Trafostation NE6	53'405	53'024	53'144	53'730	54'850	Anzahl
Masttrafostation NE6	5'748	5'402	5'457	5'265	5'487	Anzahl
Kabelverteilkabinen NS (NE7)	174'897	174'377	174'917	177'430	182'325	Anzahl
Messpunkte (alle Verbraucher)	5'452'650	5'512'743	5'573'672	5'635'760	5'779'344	Anzahl
Anzahl Netzbetreiber	649	643	636	630	632	Anzahl

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) Obwohl die Transformation üblicherweise auf den geraden Netzebenen erfolgt, wird in bestimmten Fällen auch auf ungeraden Ebenen transformiert – etwa zum Ausgleich unterschiedlicher Spannungsreihen innerhalb der gleichen Netzebene (z. B. auf NE3 zwischen 110 und 50 kV).

Tabelle 4: Anlagen des Schweizer Stromnetzes

Der Gesamtwert des Schweizer Stromnetzes liegt im Bereich von knapp 21.7 Milliarden Franken. Davon sind gegen 90 Prozent dem Verteilnetz zuzurechnen. Der Restwert der Anlagen im Verteilnetz hat gegenüber dem Vorjahr um etwa 0.4 Milliarden 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) mit 3.5 Milliarden Franken auf dem Niveau des Vorjahres geblieben.

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

pen unterteilt, die übrigen bilden die Rest-Gruppe. Die grössten zehn Unternehmen (dunkelblau) besitzen demnach knapp 42 Prozent aller deklarierten Anlagewerte (Abbildung 2). Dies ist ungefähr gleich viel, wie die nächstgrössten 90 Unternehmen auf sich vereinen. Die rund 530 kleinen Netzbetreiber («Rest», hellblau) verfügen über einen Besitzanteil von 15 Prozent, etwa gleich viel, wie fünf Jahre zuvor.

Eine ähnliche Verteilung zeigt sich bei den Netznutzungsentgelten (Abbildung 3). Die grössten zehn (dunkelblau) erhielten 44 Prozent aller Erlöse, etwa gleich viel wie fünf Jahre zuvor. Der Anteil der Restgruppe von kleinen Netzbetreibern (hellblau) ist leicht rückläufig und liegt bei 14 Prozent.

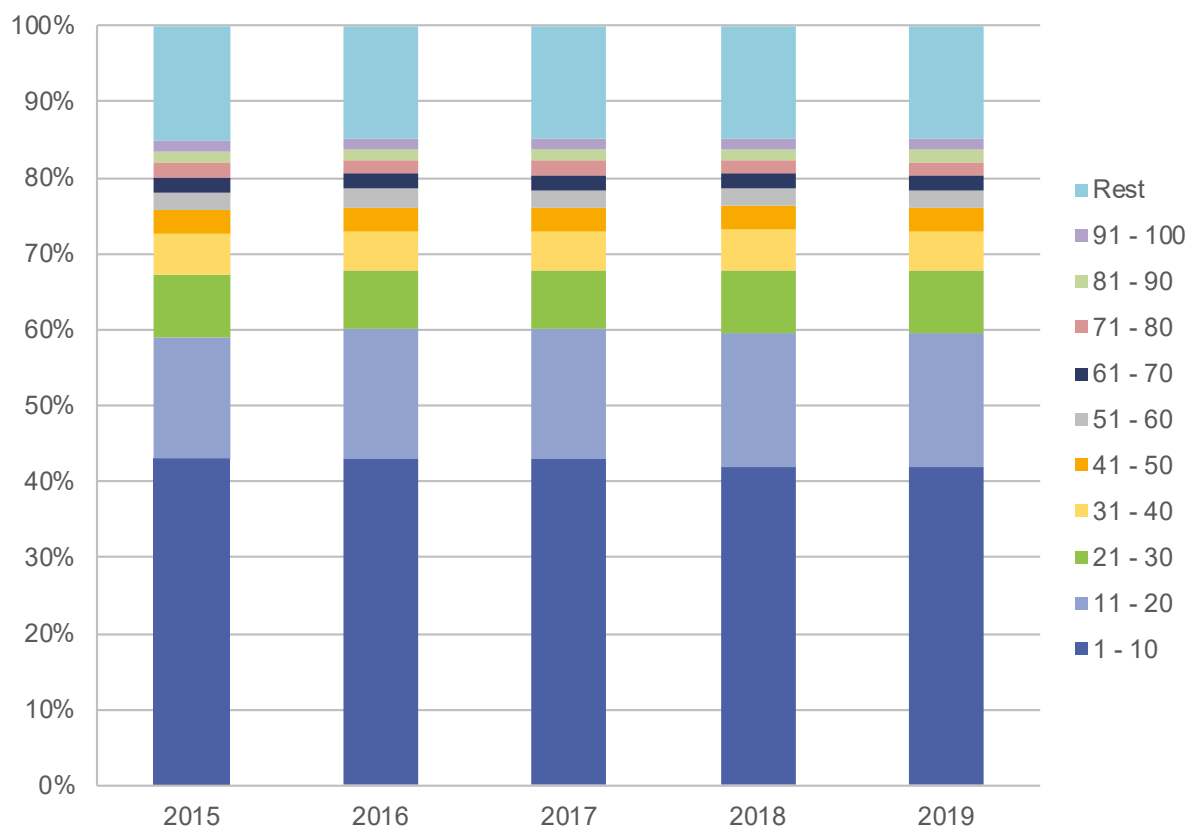


Abbildung 2: Prozentualer Eigentumsanteil am Verteilnetz nach Unternehmensgrösse

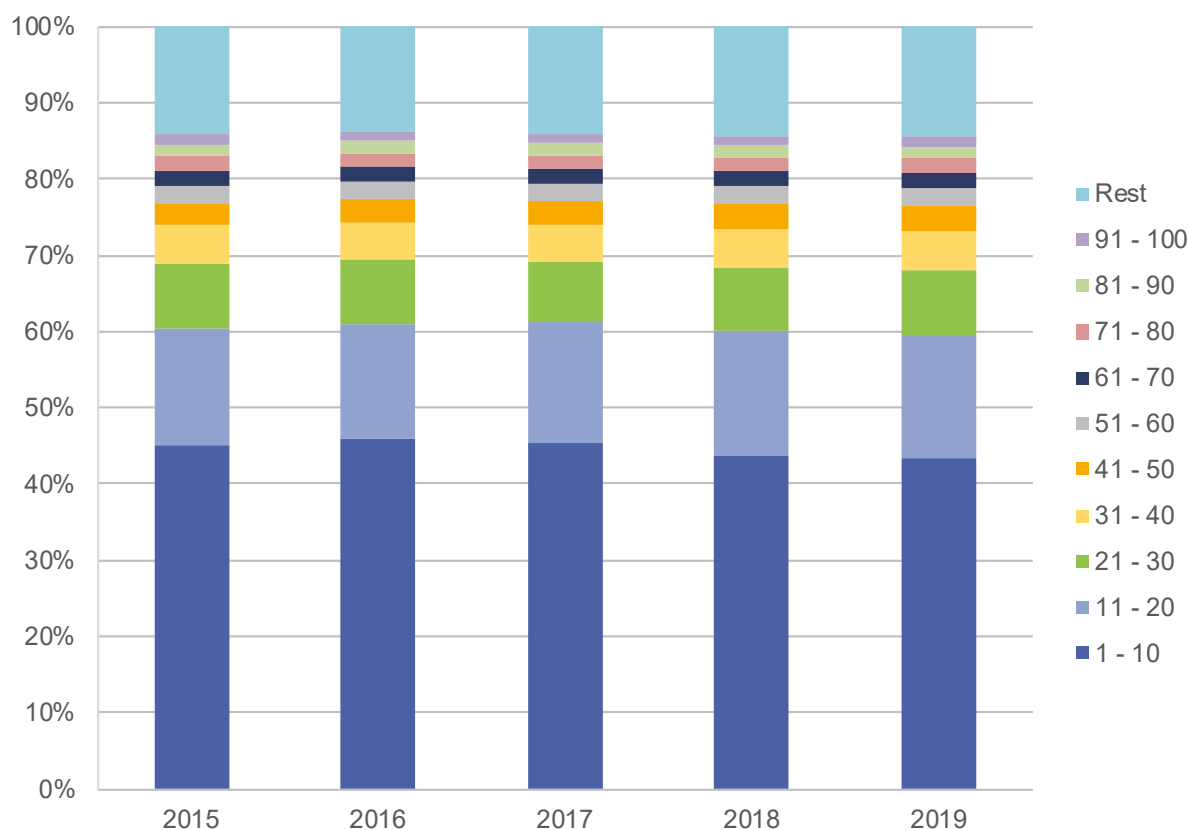


Abbildung 3: Prozentualer Anteil der Netznutzungserlöse des Verteilnetzes nach Unternehmensgrösse

Die Verteilnetzbetreiber deklarierten für das Jahr 2019 insgesamt Netzkosten (inkl. Abgaben und Leistungen sowie Zuschläge auf das Übertragungsnetz) von 5.1 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 67 Prozent, was 3.4 Milliarden Franken entspricht (Abbildung 4). Wird dieser Betrag zu den direkten Steuern addiert und den weiter oben erwähnten Netz-

nutzungsentgelten gegenübergestellt, resultiert im Jahr 2019 eine Unterdeckung von rund 38 Millionen Franken. Der Anteil der Abgaben und Leistungen hat sich in den letzten fünf Jahren um einen Prozentpunkt auf knapp 32 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 lässt sich hauptsächlich durch die schrittweise Erhöhung der nationalen gesetzlichen Förderabgabe für erneuerbare Energien ab 2014 erklären, aber auch die Gemeinden und Kantone haben die Abgaben und Leistungen erhöht.

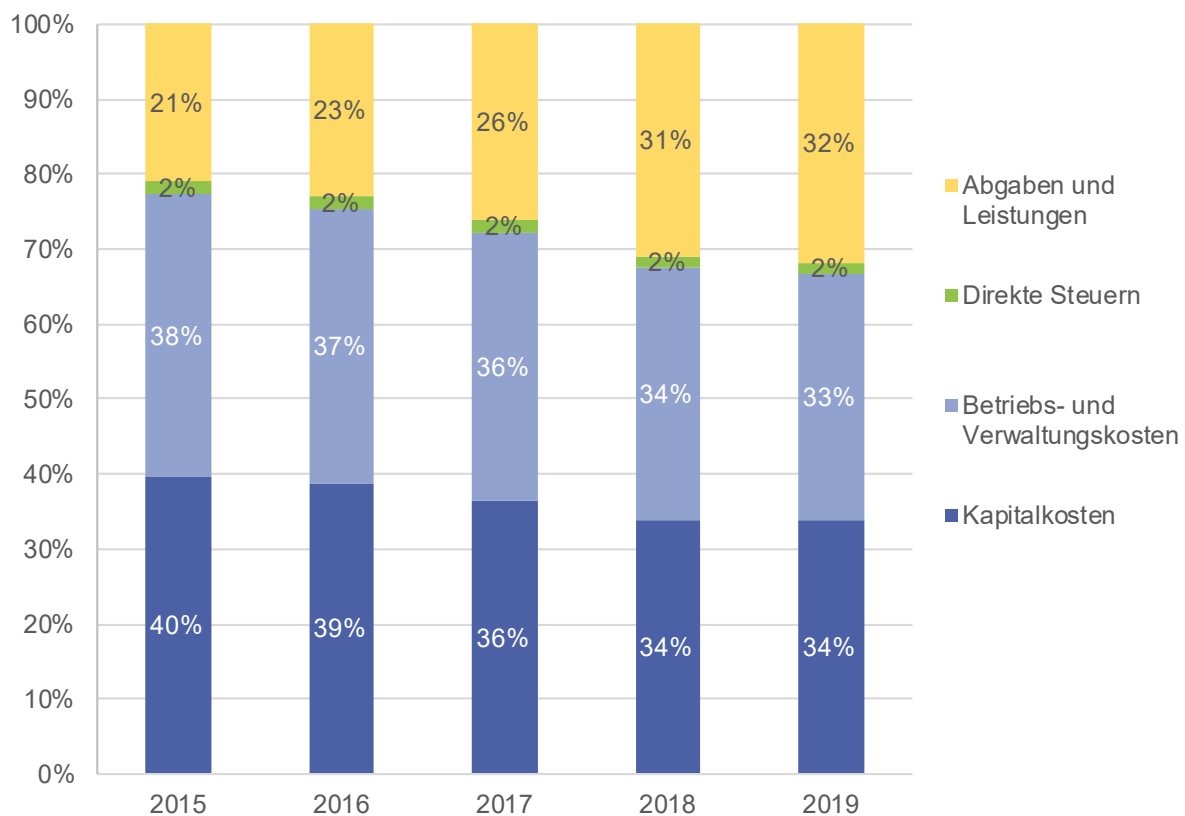


Abbildung 4: Zusammensetzung der Verteilnetzkosten

Swissgrid weist in ihrem Geschäftsbericht 2019 Netznutzungskosten von 458 Millionen Franken und Kosten für Systemdienstleistungen von 180 Millionen Franken aus. Werden zu diesen kumulierten Kosten von gut 0.6 Milliarden Franken für das Übertragungsnetz die Verteilnetzskosten von gut 5.1 Milliarden Franken addiert, resultieren Gesamtkosten für das Schweizer Stromnetz von knapp 5.7 Milliarden Franken. Abbildung 5a zeigt, wie sich diese auf die einzelnen Netzebenen (NE) verteilen. Das lokale Verteilnetz (NE7) verursacht mit knapp 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 16 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 reduzierten. Dies, weil Abgaben und Leistungen primär auf der NE7 und in kleinerem Umfang auf NE5 und NE3 ins Gewicht fallen.

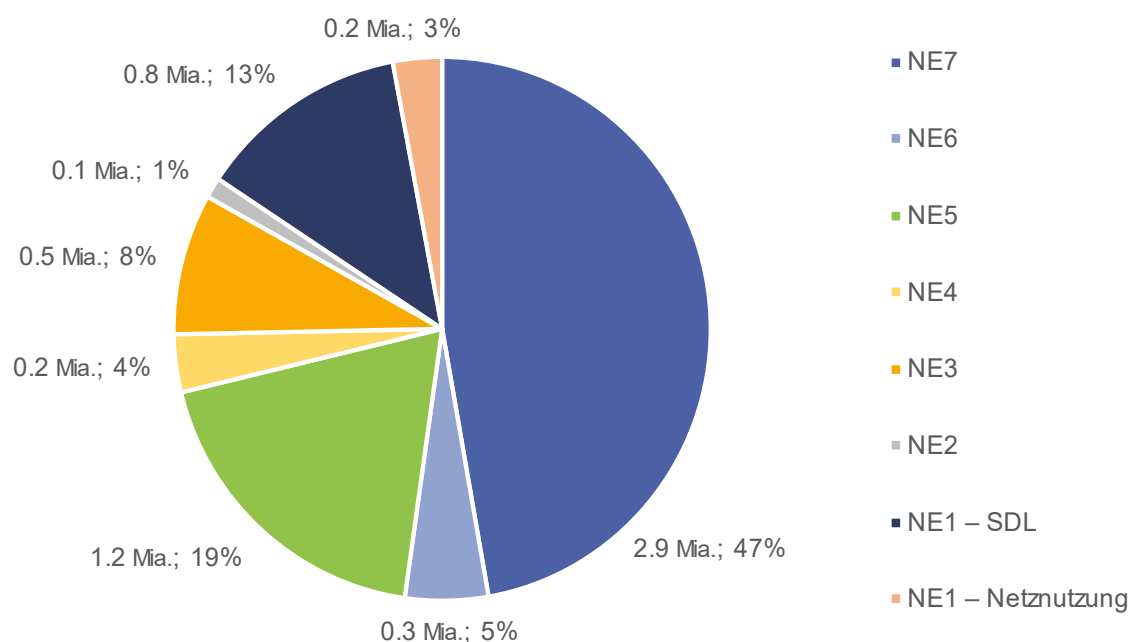


Abbildung 5a: Kosten in Mia. CHF und Kostenanteile des Schweizer Stromnetzes (inkl. Abgaben und Leistungen sowie Zuschläge auf das Übertragungsnetz), gegliedert nach Übertragungs- (NE1) und Verteilnetz (NE2–7), 2019

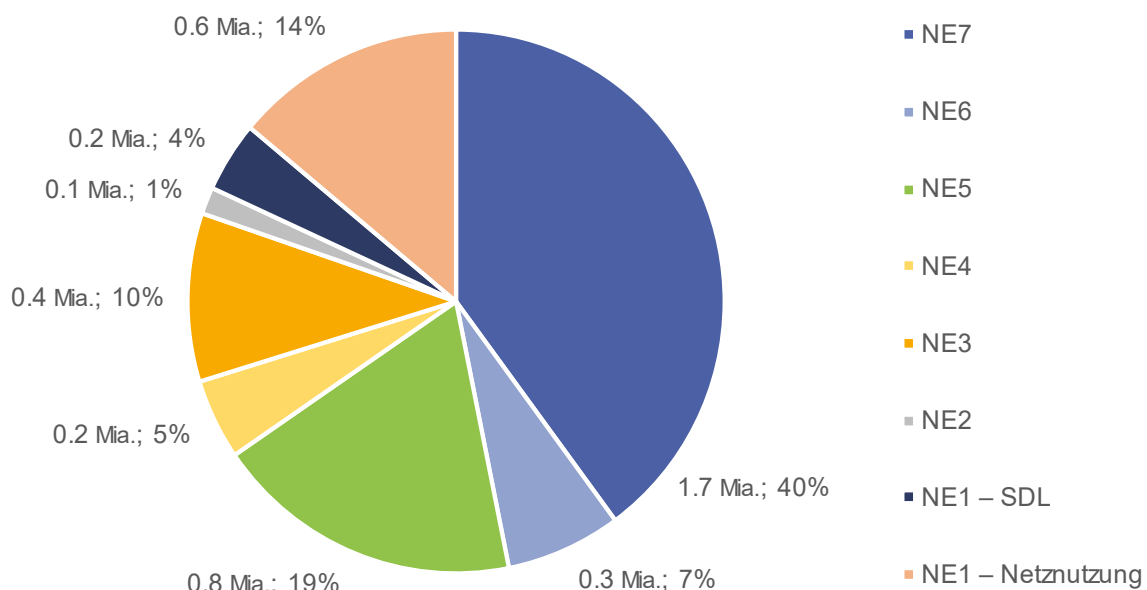


Abbildung 5b: Kosten in Mia. CHF und Kostenanteile des Schweizer Stromnetzes (exkl. Abgaben und Leistungen sowie Zuschläge auf das Übertragungsnetz), gegliedert nach Übertragungs- (NE1) und Verteilnetz (NE2–7), 2019

4.2 Netzausbau und Netzplanung

4.2.1 Mehrjahresplanung Übertragungsnetz

Gemäss Artikel 9a des StromVG, welcher seit dem 1. Juni 2019 in Kraft ist, erstellt das Bundesamt für Energie (BFE) einen Szenariorahmen als Grundlage für die Netzplanung der Übertragungs- und Verteilnetze. Dabei sollen die energiepolitischen Ziele des Bundes, die gesamtwirtschaftlichen Rahmendaten und das internationale Umfeld berücksichtigt werden. Bei der Erstellung des Szenariorahmens zieht das BFE die Kantone, die nationale Netzgesellschaft, die übrigen Netzbetreiber und weitere Betroffene angemessen mit ein. Der Szenariorahmen ist gemäss Artikel 5a StromVV alle vier Jahre zu überprüfen und gegebenenfalls nachzuführen. Der erste Szenariorahmen wird gemäss BFE voraussichtlich im Jahre 2021 vorliegen.

Ab dem 1. Juni 2021 wird Artikel 9d in Kraft treten, welcher vorsieht, dass die nationale Netzgesellschaft ihren Mehrjahresplan innerhalb von neun Monaten nach Genehmigung des letzten Szenariorahmens durch den Bundesrat der ElCom zur Prüfung vorlegt. Der Inhalt der Mehrjahresplanung ist in Artikel 6a StromVV beschrieben, welcher auch am 1. Juni 2021 in Kraft tritt.

Da noch kein Szenariorahmen vorliegt, bezieht sich die Mehrjahresplanung von Swissgrid auf den Anfang 2015 fertiggestellten Bericht zum strategischen Netz 2025. Mit dem Bericht besteht eine gesamtschweizerisch abgestimmte Planung des Übertragungsnetzes. Diese erfüllt grundsätzlich die Anforderungen des StromVG (Art. 8 Abs. 2, Art. 20 Abs. 2 Bst. a). Aus Sicht der ElCom bildet der Bericht zum strategischen Netz 2025 einen wesentlichen Meilenstein für die gesamtschweizerische Planung des

Übertragungsnetzes. Der Bericht kann auch dazu beitragen, die grenzüberschreitende Koordination bei der Nutzung und Finanzierung des Netzes zu verbessern. Die Grössenordnungen der Investitionen in die Erweiterungen und den Erhalt des Netzes erscheinen plausibel. Die Werthaltigkeit des Übertragungsnetzes kann aufgrund dieser Planung gewährleistet werden.

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 begrüessen. 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.

4.2.2 Mehrjahresplanung Verteilnetz

Seit dem 1. Juni 2019 hat, gemäss Artikel 9b des StromVG, jeder Netzbetreiber die Grundsätze, die bei der Netzplanung anzuwenden sind, zu bestimmen. Dabei ist namentlich zu berücksichtigen, dass das Netz in der Regel nur dann auszubauen ist, wenn die Gewährleistung eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes während des gesamten Planungshorizontes nicht durch eine Optimierung oder Verstärkung erreicht werden kann. Die ElCom kann gemäss Absatz 3 von Artikel 9b hierzu Minimalanforderungen festlegen. Zudem kann der Bundesrat gemäss Absatz 4 die Netzbetreiber verpflichten, ihre Grundsätze zu veröffentlichen.

Weiter wurde in Artikel 9c StromVG die Koordinationspflicht zwischen den Netzbetreibern für die Ausbauplanung verankert. Dies beinhaltet auch die Verpflichtung, sich die dafür erforderlichen Informationen gegenseitig unentgeltlich zur Verfügung zu stellen. Die Netzbetreiber ziehen dazu die betroffenen Kantone sowie die weiteren Betroffenen angemessen in die Planung mit ein.

Ab dem 1. Juni 2021 wird Artikel 9d in Kraft treten, welcher vorsieht, dass die Netzbetreiber für ihre Netze mit einer Nennspannung von über 36 kV auf der Grundlage des Szenariorahmens und entsprechend dem weiteren Bedarf für ihr Netzgebiet einen auf zehn Jahre ausgelegten Entwicklungsplan (Mehrsjahresplan) erstellen. Im Mehrjahresplan sind die vorgesehenen Projekte zu beschreiben und

darzulegen, inwiefern sie aus wirtschaftlicher und technischer Sicht wirksam und angemessen sind. Weiter ist auszuweisen, welche Netzentwicklungsmassnahmen über die zehn Jahre hinaus vorgesehen sind. Gemäss Artikel 6d Absatz 2 StromVV, welcher auch am 1. Juni 2021 in Kraft tritt, sind die Mehrjahrespläne der Verteilnetze mit einer Nennspannung von über 36 kV innerhalb von neun Monaten nach Genehmigung des letzten Szenariorahmens durch den Bundesrat zu erstellen.

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. 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 «Mehrsjahrespläne 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.

4.2.3 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). Das UVEK entscheidet Differenzen zwischen der ElCom, dem BFE und dem ESTI nach der Vereinbarung von 2018. Im Berichtsjahr wurde die Regelung des Mehrkostenfaktors im Verteilnetz in Kraft gesetzt. Im Übertragungsnetz hat die Swissgrid auf Anregung der ElCom den Baukasten erstellt. Das Hilfsmittel dient zur systematischen Kostenberechnung von SÜL-Varianten.

Im Jahr 2020 hat sich die ElCom im Rahmen ihrer gesetzlichen Aufgaben bei folgenden

SÜL-Verfahren in der Begleitgruppe eingebracht: All' Acqua – Magadino, Vallemaggia (SÜL 109) 1. und 2. Etappe, Innertkirchen – Ulrichen (SÜL 203), Einführungskabel Innertkirchen (SÜL 202.1). Im Rahmen der Bündelung der Infrastrukturen wurde im neu zu bauenden zweiten Gotthard Autobahn Tunnel ein Werkleitungskanal für Kabelleitungen der Swissgrid als anrechenbar festgelegt. Eine nicht alltägliche Herausforderung besteht beim vorzeitigen Auslaufen von einigen Dienstbarkeiten einer Swissgrid Leitung auf dem Gemeindegebiet von Balzers in Lichtenstein. Auf Stufe Verteilnetz gab die ElCom im Rahmen der Plangenehmigung mehrere Stellungnahmen zu Projekten mit Spannungserhöhungen ab.

4.3 Investitionen in Netzinfrastruktur

Im Rahmen ihrer Überwachungsaufgaben beobachtet die ElCom, ob genügend Investi-

tionen getätigt werden, damit das Stromnetz in gutem Zustand bleibt.

4.3.1 Investitionen ins Übertragungsnetz

Unter Berücksichtigung der vergangenen Jahresresultate wurde das bottom-up Budget von 222 Millionen Franken um 38.4 Millionen Franken in Form eines Realisierungsabschlages auf 183.6 Millionen Franken reduziert. Innerhalb des Realisierungszeitraums 2019 haben sich die geplanten Investitionen im erwarteten Rahmen verändert. Die tieferen Investitionen ergaben sich insbesondere aus Verspätungen bei

den Trafos für die UW Chippis und Mettlen aufgrund von Fehlern in der Fabrikation und bei Verfahrensverzögerungen bzw. ausbleibenden Bewilligungen. Dies betraf Projekte im Wallis (Bâtiaz – Le Verney, Bickigen – Chippis, Mörel – Ulrichen) sowie in anderen Regionen der Schweiz (z. B. Pradella – La Punt). Das tatsächliche Investitionsvolumen bei den Netzprojekten 2019 betrug 116.2 Millionen Franken.

4.3.2 Investitionen ins Verteilnetz

In den Jahren 2015 bis 2019 wurden jährlich rund 1.4 Milliarden Franken durch die Verteilnetzbetreiber investiert (Abbildung 6). Die Abschreibungen sind in diesem Zeitraum von 914 Millionen Franken auf über 960 Millionen Franken gestiegen. Dadurch ist der Investitionsüberschuss von etwa 533 Millionen Fran-

ken auf knapp 480 Millionen Franken gesunken. Da gleichzeitig die Zuverlässigkeit der Schweizer Stromnetze – auch im internationalen Vergleich – sehr hoch ist (vgl. Abschnitt 3.5), erachtet die ElCom die Investitionstätigkeit ins Verteilnetz weiterhin als ausreichend.

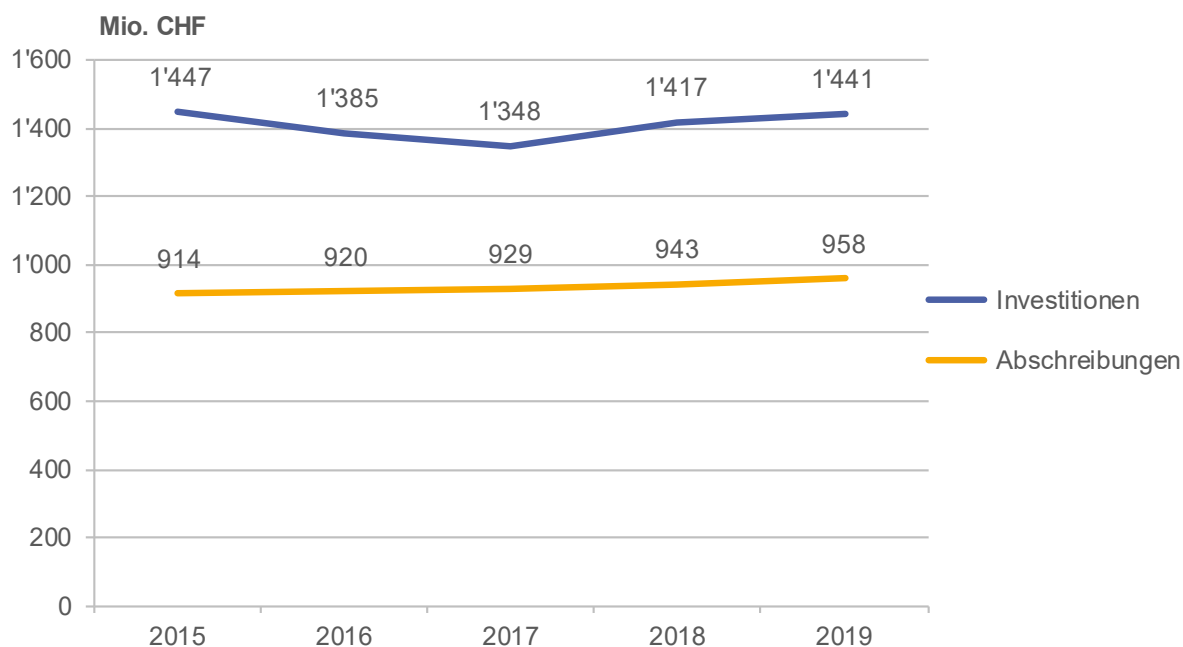


Abbildung 6: Entwicklung der Investitionen und Abschreibungen im Verteilnetz

4.4 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 39 Gesuche für die Vergütung von Kosten für Netzverstärkungen. Zwei Gesuche hat die ElCom abgewiesen, da der Anspruch auf Rückerstattung verjährt war. Ein Netzbetreiber hat die Verfügung betreffend Verjährung angefochten. Im Zeitpunkt der Berichterstattung ist das Verfahren vor dem Bundesverwaltungsgericht hängig. In den vergangenen elf Jahren hat die ElCom insgesamt 971 derartige Verfügungen erlassen (vgl. Abbildung 7, Tabelle 5).

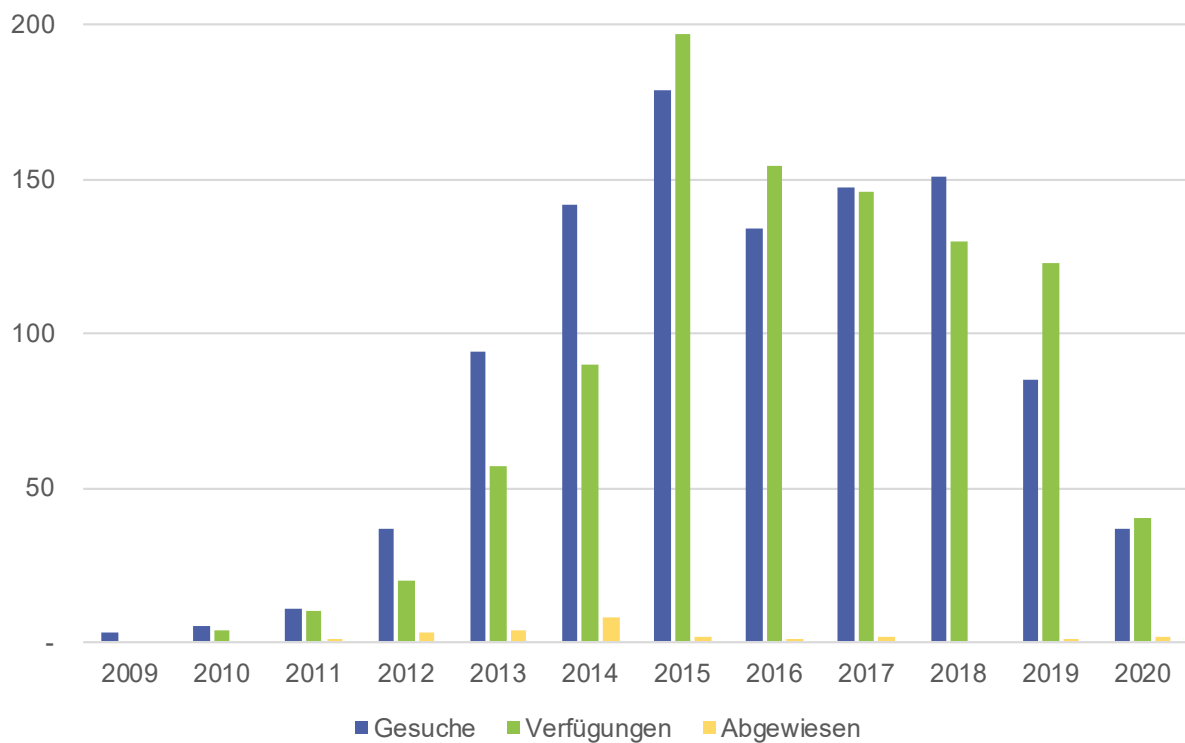


Abbildung 7: Entwicklung der Anzahl an Verfügungen für Netzverstärkungen

Die Summe der Kosten für Netzverstärkungen erreichte Ende 2020 rund 113.1 Millionen Franken, die Kraftwerksleistung betrug insgesamt

358.6 MW. Tabelle 5 gibt einen Überblick über die wesentlichen Kennzahlen zu den Netzverstärkungen der Jahre 2009 bis 2020.

	Total	PV	Wind	Übrige ¹
Anzahl Verfügungen	971	918	4	49
Minimalwert Generatorleistung [kW] ²	4	4	1'500	22
Maximalwert Generatorleistung [kW] ²	74'000	8'303	16'000	74'000
Summe Generatorleistung [kW]	358'630	155'397	30'000	173'233
Minimalwert Kosten [CHF] ²	3'500	3'500	1'151'165	16'697
Maximalwert Kosten [CHF] ²	9'262'389	746'912	9'262'389	2'990'952
Summe Kosten [CHF]	113'120'049	69'822'326	19'853'343	23'444'380
Durchschnittliche Kosten [CHF] ³	116'379	76'142	3'308'891	478'457

	Total	PV	Wind	Übrige ¹
Minimalwert relative Kosten [CHF/kW] ⁴	3	3	451	3
Maximalwert relative Kosten [CHF/kW] ⁴	9'719	9'719	1'116	4'148
Durchschnittliche relative Kosten [CHF/kW] ⁴	315	449	662	135

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 2009-2020 betreffend Netzverstärkung

4.5 Nationale Netzgesellschaft

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

im Berichtsjahr legte die ElCom den regulatorischen Restwert per 31.12.2012 von zum Übertragungsnetz gehörenden Anlagen fest und verfügte die anrechenbaren Netzkosten.

4.6 Verfügungen und Entscheide zu den Netzen

Bereits im Jahr 2018 hat sich die ElCom zur Pflicht zur Zahlung eines Netznutzungsentgelts im Zusammenhang mit Konzessionen geäußert. Dabei hat sie entschieden, dass im konkreten Fall der Energiebezug nicht von der Zahlung eines Netznutzungsentgelts im Sinne von Artikel 14 Absatz 5 StromVG befreit ist. Gegen diese Verfügung wurde Beschwerde erhoben. Sowohl das Bundesverwaltungsgericht mit Urteil A-5904/2018 vom 4. Dezember 2019 als nun auch das Bundesgericht mit Urteil 2C_81/2020 vom 13. Juli 2020 haben die Beschwerde abgewiesen.

Mit Urteil 2E_1/2019 vom 30. April 2020 hat das Bundesgericht die Klage der ElCom nach Artikel 120 Absatz 1 Buchstabe a des Bundesgesetzes über das Bundesgericht (BGG) gegen den Kanton Luzern gutgeheissen und somit über einen negativen Kompetenzkonflikt zwischen der ElCom und dem Kanton Luzern ent-

schieden. Vorliegend ging es um die Frage, ob die Beurteilung von Netzkostenbeiträgen in die Zuständigkeit der ElCom oder eben in die kantonale Zuständigkeit fällt. Das Bundesgericht hat festgestellt, dass gerade weil die Kosten für den Netzanschluss zu den traditionell kantonale rechtlich geregelten Erschliessungskosten gehören, sie weiterhin kantonale rechtlich geregelt bleiben sollen und aus diesem Grunde nicht zu den Netznutzungskosten im Sinne von Artikel 14 ff. StromVG gehören. Die Zuständigkeit der ElCom beschränke sich darauf, sicherzustellen, dass die bereits individuell in Rechnung gestellten Kosten nicht unter dem Titel des Netznutzungsentgelts noch einmal berücksichtigt werden (Art. 14 Abs. 3^{bis} StromVG). Hingegen sei die ElCom nicht zuständig für die Festlegung bzw. Überprüfung von Netzanschlusskosten und Netzkostenbeiträgen; dafür liege die Zuständigkeit bei den kantonalen Behörden.

5 Der Schweizer Strommarkt



Die als «Stern von Laufenburg» bekannte Schaltanlage im aargauischen Fricktal unterstützt die Netzstabilität und die Versorgungssicherheit für die Schweiz und ganz Mitteleuropa.

5.1 Struktur der Schweizer Netzbetreiber

Die Anzahl Netzbetreiber in der Schweiz ist zwischen 2014 und 2019 um knapp vier Prozent auf 632 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 2014 bis 2019 von 2'352 auf 2'205 oder um sechs Prozent. Das Bevölkerungswachstum der Schweiz

betrug 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 82 Netzbetreiber versorgen mehr als 10'000 Endverbraucher, 12 davon mehr als 100'000 Endverbraucher. Insgesamt versorgen die Schweizer Netzbetreiber zusammen mehr als 5.6 Millionen Kunden mit Elektrizität.

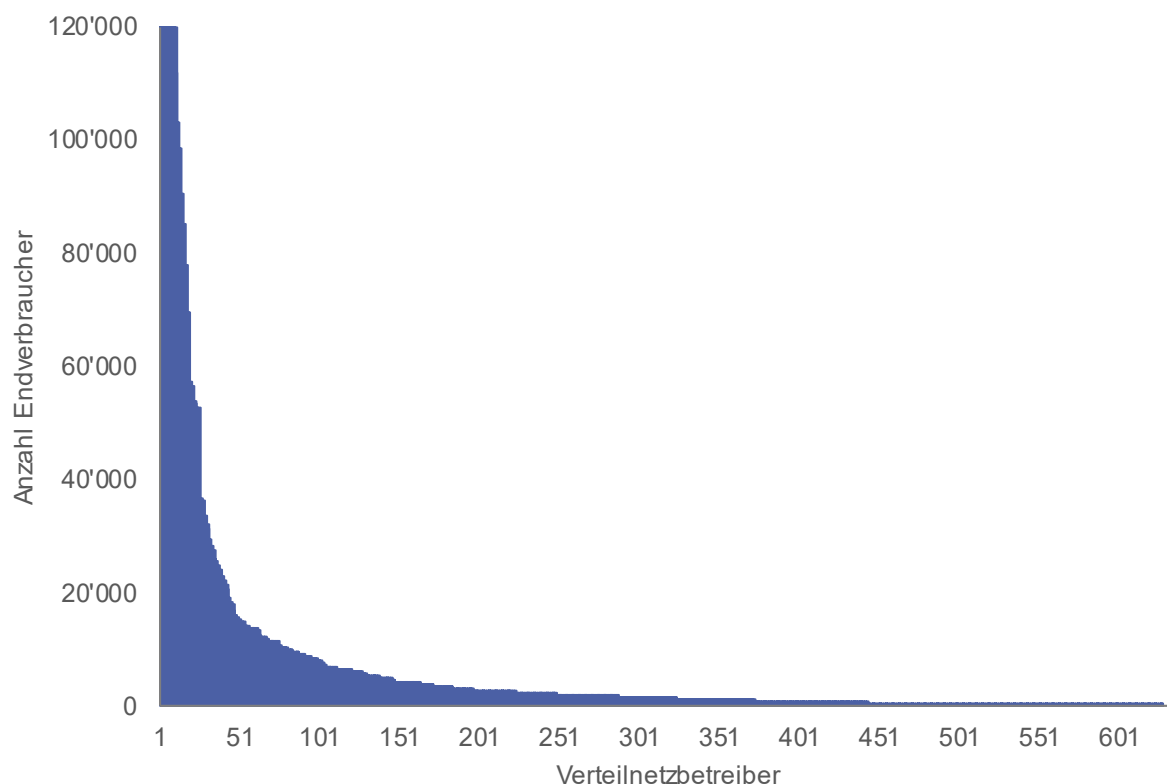


Abbildung 8: Anzahl Endkunden pro Verteilnetzbetreiber. Zugunsten der Lesbarkeit ist die vertikale Skala bei 120'000 Endverbrauchern abgeschnitten – das betrifft acht Verteilnetzbetreiber.

5.2 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 potentieller und effektiver Endverbraucher im freien Markt feststellen zu

können. Dabei werden derzeit 81 Netzbetreiber berücksichtigt, welche insgesamt 3.9 Millionen oder knapp 75 Prozent der Endverbraucher in der Schweiz versorgen. Von den 32'708 Endverbrauchern mit Recht auf freien Marktzugang (0.6 Prozent aller Endverbraucher) haben 22'605, das sind 69 Prozent, ihr Recht genutzt. Die Endverbraucher in den Versorgungsgebieten dieser Netzbetreiber verbrauchen mit insgesamt 39.5 TWh rund 75 Prozent des Endverbrauchs in der Schweiz¹. Von diesen 39.5 TWh geht mit 21.8 TWh etwas mehr als die Hälfte der Energie an Endverbraucher mit Recht auf freien Marktzugang. Die Verbraucher, die den Marktzugang gewählt haben, verbrauchen 17.6 TWh oder

81 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.

¹ Im Durchschnitt der Jahre 2009 bis 2019 betrug der Endverbrauch, ohne öffentlichen Verkehr und Beleuchtung, 53.7 TWh (Quelle: Bundesamt für Energie).

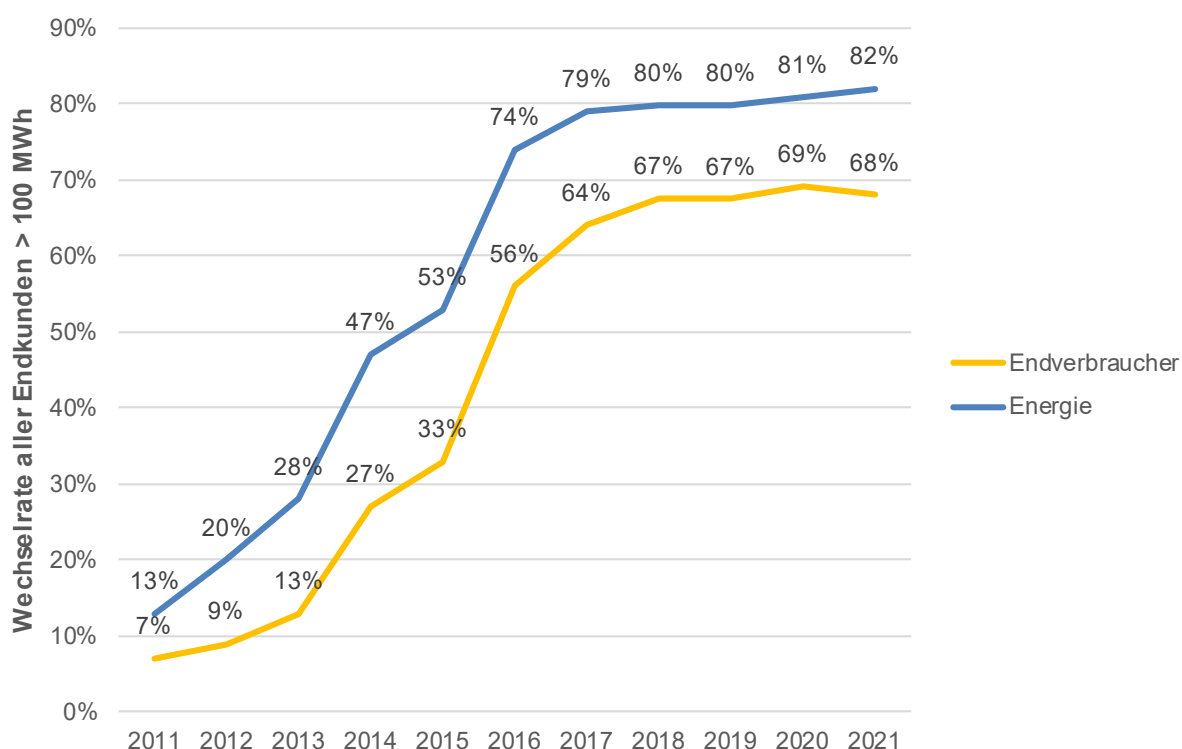


Abbildung 9: Übertritt in den freien Markt

Die folgende Abbildung 10 zeigt die Verteilung der abgesetzten Energiemengen in Abhängigkeit von der Netzbetreibergrösse. 42 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.

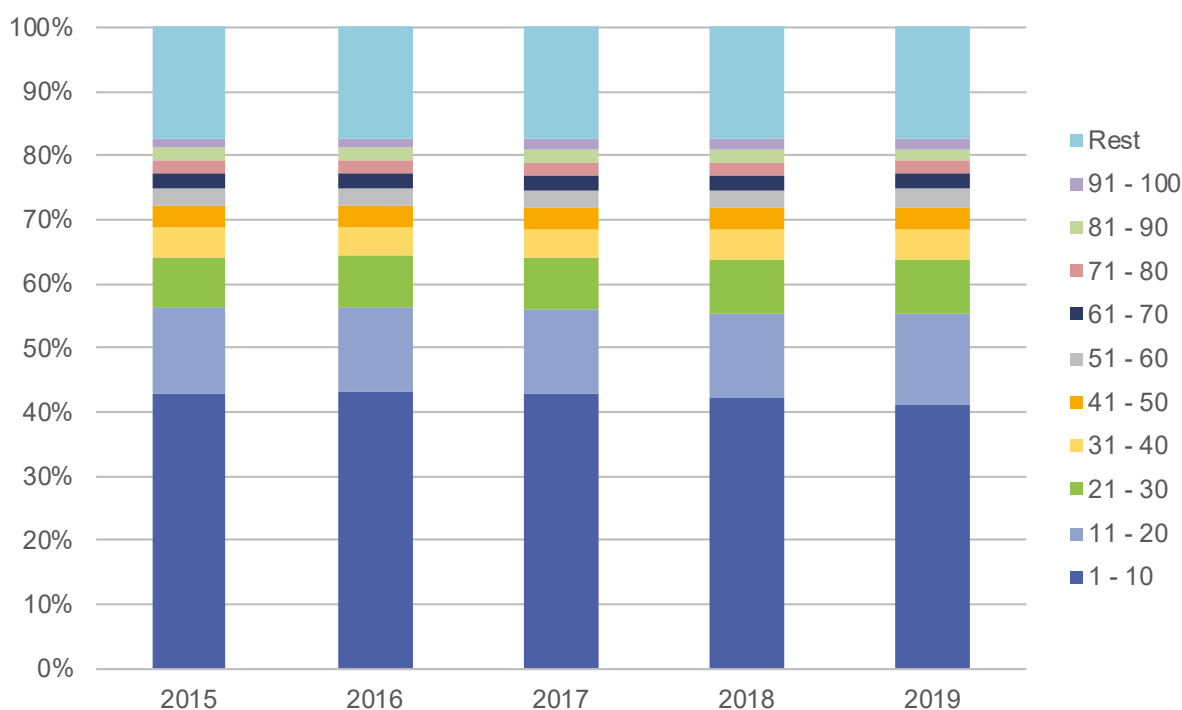


Abbildung 10: Prozentualer Anteil der Energielieferungen im Verteilnetz nach Unternehmensgrösse

5.3 Tarife Übertragungsnetz

Wie der Überblick in Tabelle 6 zeigt, bleiben die Tarife für das Übertragungsnetz Schwankungen unterworfen. Die allgemeinen Systemdienstleistungen (SDL) bleiben im Tarif 2021 gegenüber 2020 identisch. Die Netznutzungstarife, welche in Artikel 15 Absatz 3 StromVV geregelt sind (30 Prozent Arbeitstarif, 60 Prozent Leistungstarif, 10

Prozent Grundtarif), stiegen gegenüber dem Vorjahr. Dank der vollständigen Verwendung der Auktionserlöse zur Reduktion der Tarife konnte der Anstieg jedoch abgemildert werden. Demgegenüber wurde der Tarif für die Wirkverluste von 0.25 auf 0.15 Rp./kWh reduziert (vgl. dazu auch Kapitel 3.6 Systemdienstleistungen).

	2017	2018	2019	2020	2021
Netznutzung					
Arbeitstarif [Rp./kWh]	0.25	0.23	0.19	0.18	0.20
Leistungstarif [CHF/MW]	41'000	38'200	31'100	28'800	33'600
Fixer Grundtarif pro Ausspeisepunkt	387'700	365'300	288'000	269'400	319'800
Allgemeiner SDL-Tarif [Rp./kWh]	0.40	0.32	0.24	0.16	0.16
Individueller SDL-Tarif					
Wirkverluste [Rp./kWh]	0.08	0.08	0.14	0.25	0.15

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 Tarifkomponenten Arbeits-, Leistungs- und Grundtarif in Rp./kWh um. Werden die einzelnen Tarifkomponenten des Übertragungsnetzes in Rappen pro Kilowattstunde zusammengefasst, resultierte für die Tarife des Jahres 2020 ein Wert von 0.91 Rp./kWh bzw. für die Tarife des Jahres 2021 0.92 Rp./kWh. Insgesamt bezahlt ein typischer Haushalt mit einem

Jahresverbrauch von 4'500 kWh (Kategorie H4: 5-Zimmer Wohnung mit Elektroherd und Tumbler, aber ohne Elektroboiler) für den Transport und die Verteilung von Energie 9.6 Rp./kWh an Netznutzungsentgelt (vgl. folgenden Abschnitt, Abbildung 11). Damit entspricht der Anteil des Übertragungsnetzes an den tarifierten Netzkosten dieses Haushalts für die Tarife 2021 erneut rund zehn Prozent.

5.4 Tarife Verteilnetz

Tarifstruktur im Allgemeinen

Im Jahr 2020 beantwortete die ElCom nach wie vor zahlreiche Fragen zu den Änderungen des Stromversorgungsgesetzes vom 23. März 2007 und der Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008, die am 1. Juni 2019 in Kraft getreten waren. Einige davon sind in der ergänzten Mitteilung «Fragen und Antworten zur Energiestrategie 2050» publiziert. Durch Zunahme intelligenter Messsysteme im schweizerischen Verteilnetz werden auch vermehrt neue Tarifmodelle eingeführt, die z. B. als Wahltarife zum Basistarif in den Netztarifen angeboten werden. Möglich werden etwa dynamische Tarife, die das Netzbelastungsverhalten der Endverbraucher besser berücksichtigen und ermöglichen, dass z.B. durch ein differenziertes Lastmanagement und einen differenzierten Verbrauch Kosten gespart werden können. Mit den aktuellen gesetzlichen Vorgaben kann ein solcher dynamischer Tarif unter bestimmten Bedingungen angeboten werden. Die ElCom hat dazu bereits 2019 die Mitteilung «Fragen und Antworten zu neuartigen und dynamischen Netznutzungs- und Energieliefertarifen»¹ erlassen, worin in Ziffer 3.3 die gesetzlichen Rahmenbedingungen aufgeführt sind.

Im Jahr 2021 beträgt der Median des Strompreises für einen Haushalt mit dem Konsumprofil H4 21.2 Rp./kWh (Abbildung 11). Hochge-

rechnet auf ein Jahr entspricht dies bei einem Verbrauch von 4'500 kWh einer Stromrechnung von 954 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 Mittel damit 2021 gegenüber dem Vorjahr leicht gestiegen. Die Veränderungen sind bei den einzelnen Tarifkomponenten jedoch unterschiedlich ausgeprägt: Während die Netztarife um 0.1 Rp./kWh stiegen, blieben die Energietarife konstant. Die Förderabgaben für erneuerbare Energien erfuhren keine Änderung während die Abgaben an das Gemeinwesen im Schnitt um 0.1 Rp./kWh angehoben wurden. 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 bezieht sich in aller Regel ausschliesslich auf die Energie. Aufgrund dessen sind die Tarife des Verteilnetzes ab 2018 nur beschränkt mit den vorherigen Jahren vergleichbar.

¹ Verfügbar unter www.elcom.admin.ch > Dokumentation > Mitteilungen.

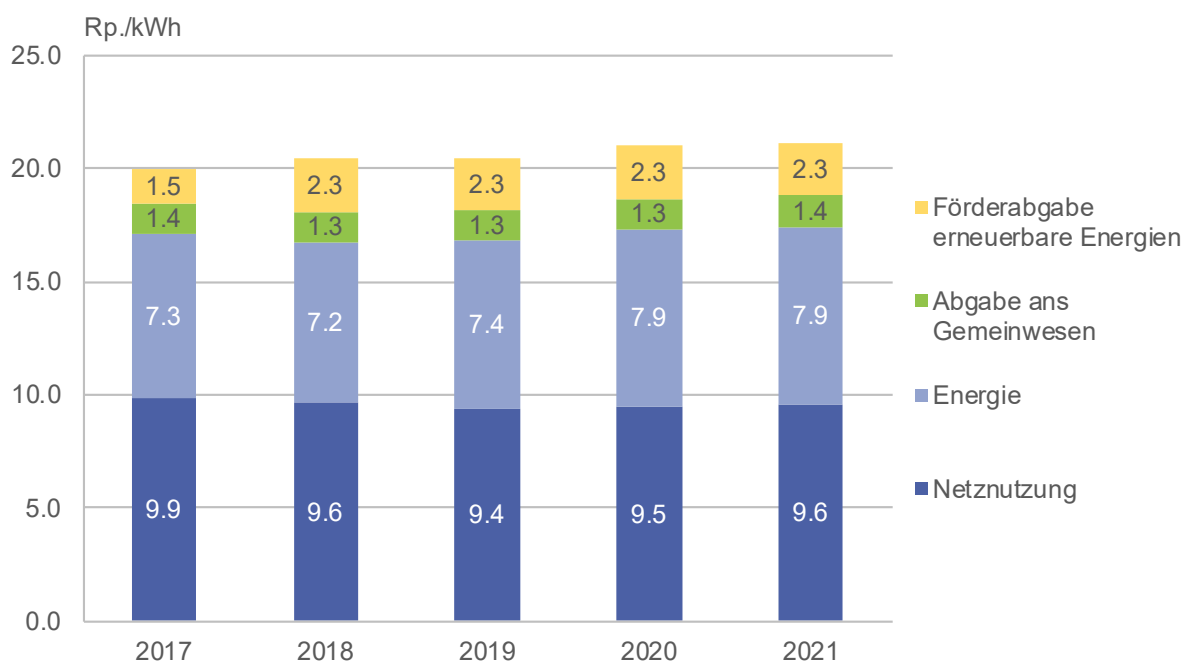


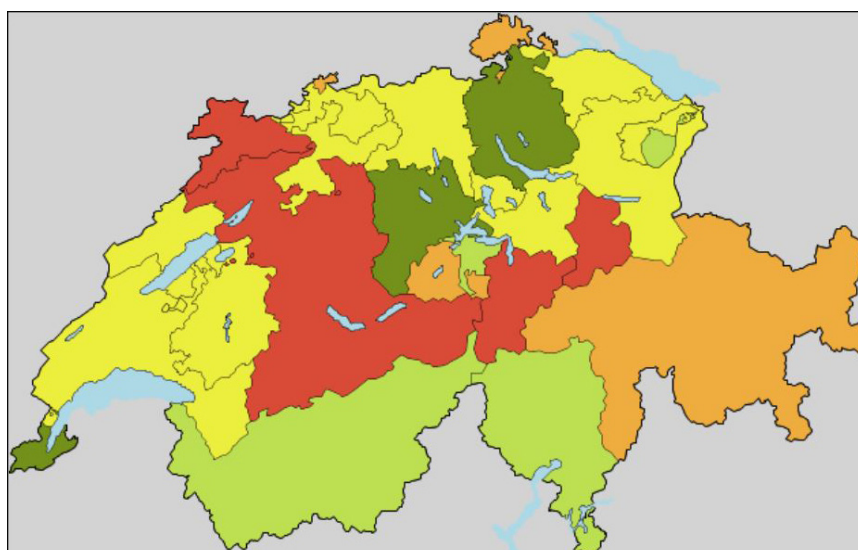
Abbildung 11: Kostenbestandteile des mittleren Gesamtstrompreises für das Konsumprofil H4 (exkl. MwSt.)

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 für das Jahr 2021 dargestellt. Seit dem Tätigkeitsbericht für das Jahr 2018 wurde die Systematik der Darstellung angepasst. Ein Vergleich zwischen den Jahren findet nicht mehr statt. 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 Vergleichswert entwickeln. Auf der einen Seite hat beispielsweise der Kanton Basel-Stadt im Jahr 2021 vergleichsweise hohe Netztarife (orange). Auf der anderen Seite hat beispielsweise der Kanton Genf vergleichsweise niedrige Netztarife (hellgrün).

Die nachfolgend abgebildeten Landkarten zeigen jeweils die Situation im Jahr 2021. Einzig die Tarifbestandteile Netz und Energie sind von den Netzbetreibern direkt beeinflussbar und werden durch die ElCom kontrolliert. Der Medianwert der Netznutzungsentgelte liegt im Jahr 2021 bei 9.6 Rp./kWh und der Medianwert der Energietarife bei 7.9 Rp./kWh.

Netznutzung

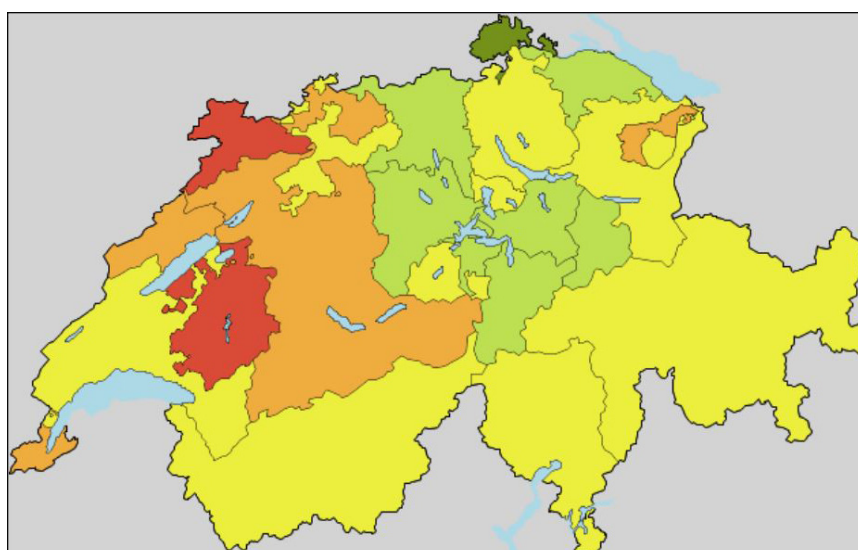


Tarifvergleich in Rp./kWh: Kategorie H4, Netznutzung für das Jahr 2021

■ < 8,05 ■ 8,05 - 9,00 ■ 9,00 - 9,94 ■ 9,94 - 10,89 ■ > 10,89

Abbildung 12: Mittlere kantonale Tarife (Median) für die Netznutzung für das Konsumprofil H4 des Jahres 2021

Energie



Tarifvergleich in Rp./kWh: Kategorie H4, Energie für das Jahr 2021

■ < 6,57 ■ 6,57 - 7,35 ■ 7,35 - 8,12 ■ 8,12 - 8,89 ■ > 8,89

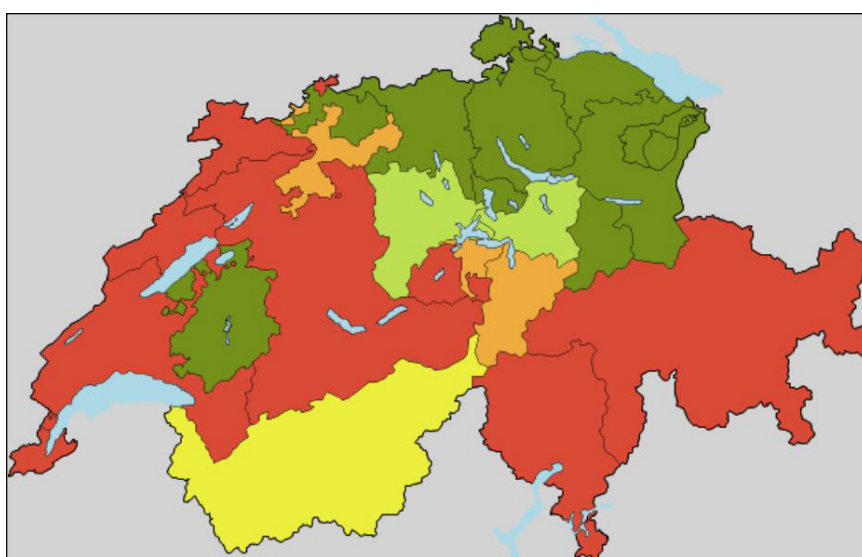
Abbildung 13: Mittlere kantonale Tarife (Median) für die Energie für das Konsumprofil H4 des Jahres 2021

Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen

In Abbildung 14 ist der Median der kantonalen und kommunalen Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen abgebildet. Keine Berücksichtigung finden darin die schweizweit einheitlichen Bundesabgaben zur Förderung der erneuerbaren Energien¹. 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 liegt im Jahr 2021 bei 1.4 Rp./kWh. Es fällt auf, dass es häufig hohe und tiefe, aber eher selten mittlere Beträge (gelb eingezeichnet) gibt.

¹ Da der Netzzuschlag schweizweit einheitlich ist, wird auf eine gesonderte Abbildung verzichtet. Er ist jedoch im Total der Abbildung 15 enthalten.

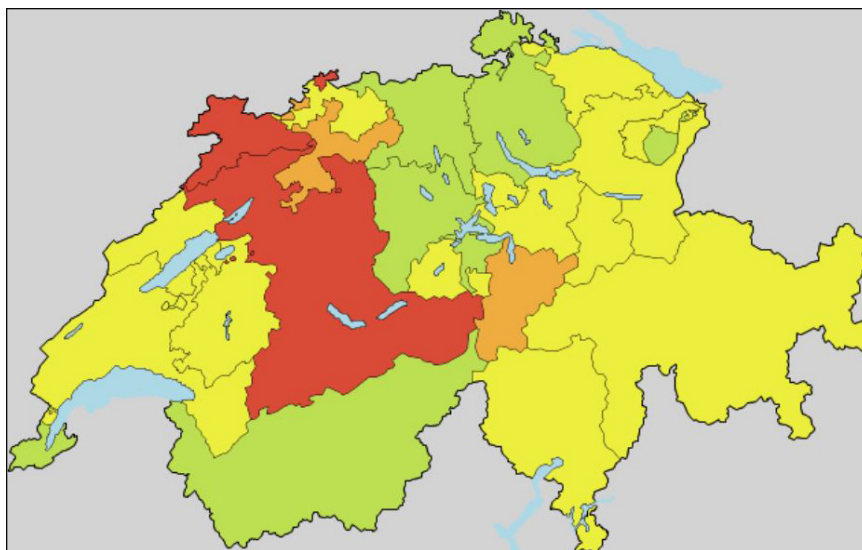


Tarifvergleich in Rp./kWh: Kategorie H4, Abgaben für das Jahr 2021

■ < 0,75 ■ 0,75 - 0,84 ■ 0,84 - 0,92 ■ 0,92 - 1,01 ■ > 1,01

Abbildung 14: Kantonale Mediantarife für die kantonalen und kommunalen Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen für das Konsumprofil H4 des Jahres 2021

Gesamtstromtarif



Tarifvergleich in Rp./kWh: Kategorie H4, Totalpreis für das Jahr 2021

■ < 17,41 ■ 17,41 - 19,46 ■ 19,46 - 21,50 ■ 21,50 - 23,55 ■ > 23,55

Abbildung 15: Mittlere kantonale Tarife (Median) für den Gesamtstrompreis für das Konsumprofil H4 des Jahres 2021

Im Gesamttarif ist auch der Netzzuschlag zur Förderung der erneuerbaren Energien enthalten. Dieser wurde in den Jahren 2017 bis 2021 sukzessive von 1.5 Rp./kWh auf 2.3 Rp./kWh

erhöht. Der Anteil von Netzzuschlag und Abgaben an das Gemeinwesen am Stromtarif beträgt im Jahr 2021 17.5 Prozent.

5.5 Prüfungen zu Tarifen

Die Netzbetreiber reichen zusammen mit anderen Dokumenten ihre Kostenrechnung für Tarife bis zum 31. August in elektronischer Form bei der ElCom ein. Die ElCom hat im Berichtsjahr den Stellenwert der Kostenrechnung in ihrer neuen Weisung 1/2020 betreffend Einreichung und nachträgliche Anpassung präzisiert. Demnach können Änderungen eingereichter Kostenrechnungen nur noch auf Antrag und nach Genehmigung oder nach Aufforderung der ElCom vorgenommen wer-

den. Die Netzbetreiber bestätigen zudem mit ihrer rechtsgültigen Unterschrift die Richtigkeit und Vollständigkeit der per 31. August eingereichten Kostenrechnung. Danach dürfen nur noch die im Rahmen der Rückmeldungen bezeichneten Positionen abgeändert werden. Will der Netzbetreiber weitere Daten ändern, hat er ein begründetes Gesuch bei der ElCom einzureichen. Nach Genehmigung durch die ElCom dürfen Korrekturen höchstens über die letzten fünf Geschäftsjahre erfolgen.

Aufgrund diverser Anfragen von Netzbetreibern im Zusammenhang mit dem Coronavirus (COVID-19) hat die ElCom die häufigsten Fragen und Antworten in einer Mitteilung publiziert (Mitteilung FAQ im Zusammenhang mit dem Coronavirus vom 7. April 2020).

2019 hat die Eidgenössische Finanzkontrolle (EFK) die Arbeit der ElCom im Bereich der Preise und Tarife geprüft. Die EFK kam zum Schluss, dass die Aufsicht der ElCom über die Tarife der Stromunternehmungen ordnungs- und rechtmässig ausgeübt wird. Der Bericht hat die EFK im Mai 2020 auf ihrer Website publiziert (www.efk.admin.ch/publikationen).

Entsprechend ihrer langjährigen Praxis hat die ElCom auch in diesem Berichtsjahr die Konformität der Tarife auf 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 als Rückmeldung dem Netzbetreiber zur Korrektur oder Begründung zu. Insgesamt wurden dabei knapp 4'000 Bemerkungen an die Netzbetreiber geschickt. Die 629 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- bzw. 75-Franken-Regel gerügt.

Bei den Deckungsdifferenzen geht es einerseits um deren Ermittlung in einem Jahr und andererseits um den Übertrag in das Folgejahr. Ausserdem erachtet es die ElCom als problematisch, dass eine Vielzahl von Netzbetreibern in den vergangenen Jahren erhebliche Unterdeckungen akkumuliert hat. Insgesamt (Netz- und Energiebereich) werden im Berichtsjahr Unterdeckungen – bisher noch nicht eintariffierte Kosten – von rund 1.5 Milliarden Franken gegenüber der ElCom deklariert. Dieser hohe Kostenblock birgt ein gewisses Risiko bezüglich einer stabilen Tarifentwicklung.

Demgegenüber betrifft die 95- bzw. 75-Franken-Regel die Kosten und Gewinne im Energievertrieb bei Endverbrauchern in der Grundversorgung. Infolge der sich verbesserten Kostenstruktur hat die ElCom den Schwellenwert per 1. Januar 2020 um 20 Franken auf 75 Franken pro Rechnungsempfänger abgesenkt, was den Netzbetreibern weiterhin einen angemessenen Gewinn ermöglicht.

Die ElCom hat nach rund zehn Jahren Regulierungstätigkeit entschieden, eine Reorganisation des Regulierungskonzeptes vorzunehmen. Dieses Projekt umfasst die Neuordnung des Umgangs mit den Tests sowie weiteren Voruntersuchungen und Analysen auf Basis der von den Netzbetreibern eingereichten Daten. Die Arbeiten konnten im Berichtsjahr vorangetrieben werden. In Verbindung mit einer neuen Datenbanklösung wird somit ab 2021 eine noch stärker datenbasierte Prüfstrategie verfolgt werden können.

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 synthetische Werte nicht sachgerecht hergeleitet, nur ungenügend dokumentiert oder aufgrund einer sehr geringen Anzahl von historisch bewerteten Anlagen ermittelt wurden. Synthetische Werte müssen im Verteilnetz auf eine transparente und nachvollziehbare Weise anhand der Anschaffungs- und Herstellungskosten (AHK) einer genügenden Anzahl vergleichbarer Anlagen hergeleitet werden. Andernfalls besteht die Gefahr, dass sie den Wert einer vergleichbaren Anlage überschreiten und so Artikel 13 Absatz 4 StromVV verletzen. Dies gilt nicht für die Kosten von Grundstücken, welche historisch nachzuweisen sind. Die Grundbuchbelege sind aufgrund der unbegrenzten Aufbewahrungspflicht beim Grundbuchamt erhältlich. Anlagenzugänge ab 1999 dürfen nicht mehr synthetisch bewertet werden, sondern müssen aufgrund von Jahresrechnungen und Investitionsbelegen historisch nachgewiesen werden. Auch bei den historischen Bewertungen ist die ElCom auf Kosten gestossen, die nicht belegt werden konnten. Zudem dürfen seit dem Inkrafttreten des Stromversorgungsgesetzes am 1. April 2008 Anlagenzugänge nicht mehr sowohl als Betriebskosten verrechnet als auch zusätzlich in das Anlagevermögen aufgenommen werden (vgl. Abschluss schreiben IWB vom 9. September 2013, abrufbar unter: www.elcom.admin.ch > Dokumentation > Verfügungen > Tarife).

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 Abschrei-

bung erhöht unzulässigerweise die Restwerte der Anlagen und somit auch die geltend gemachten kalkulatorischen Zinskosten.

Die Fragen rund um die korrekte Bewertung der Netzinfrastruktur waren auch 2020 in Verfahren der ElCom ein wesentlicher Prüfungsschwerpunkt. Hier war abermals ein Fall zu beurteilen, welcher aus einer Fusion von mehreren Gemeinden hervorging: Die Prüfung der ElCom führte dazu, dass eine Bereinigung der fusionierten regulatorischen Anlagenwerte vorgenommen wurde, was eine komplette Aufarbeitung der Anlagenbuchhaltung zur Folge hatte. Die ElCom hat dabei durch eine gezielte Ausrichtung auf Bauprojekte und Bauart der abzubildenden Periode teils massive Einheitswertanpassungen bewirkt.

Zudem mussten abermals auch die anrechenbaren Eigenleistungen auf die gesetzeskonforme Berechnung (gem. Art. 15 Abs. 1 StromVG) reduziert werden. Die Prüfungen führten zu Kürzungen von bis zur Hälfte der ursprünglich angewendeten Stundensätze, weil die internen Verrechnungen ohne Gewinnzuschlag zu erfolgen haben und nicht nach Ansätzen gemäss VSEI (Verband Schweizerischer Elektro-Installationsfirmen), KBOB (Koordinationskonferenz der Bau- und Liegenschaftsorgane der öffentlichen Bauherren) oder anderen Regieansätzen erfolgen dürfen.

Im Weiteren hat die ElCom auch eine zu hohe Verzinsung des Nettoumlaufvermögens (NUV) angemahnt. Neben den AHK darf auch das betriebsnotwendige NUV bei der Berechnung der kalkulatorischen Verzinsung berücksichtigt werden. Aufgrund der mehrmals im Jahr erfolgten Rechnungsstellung muss das im NUV gebundene Kapital jedoch nicht über das ganze Jahr vorgehalten werden. Dies ist entsprechend der jeweiligen Rechnungsperiodizität in der Kalkulation der NUV-Zinsen mit zu berücksichtigen.

Betriebskosten:

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

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 Be-

leuchtung 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, während Geschäftsbereiche ausserhalb des Monopolbereichs keine sachgerechte Kostenanlastung erfuhren. Zudem verwenden einzelne Netzbetreiber nach wie vor Schlüssel, die entgegen Artikel 7 Absatz 5 StromVV nicht verursachergerecht, sachgerecht und nachvollziehbar sind.

Weitere Netzthemen:

Im Geschäftsbereich Netz hatte die ElCom eine sogenannte Pancaking-Situation zu beurteilen: Sind Netze der gleichen Netzebene, aber verschiedener Netzbetreiber direkt miteinander verbunden, besteht für Endverbraucher die Gefahr von Mehrfachbelastungen bzw. einer nicht sachgerechten Kostenanlastung. Insgesamt konnte die ElCom im zu beurteilenden Fall jedoch keine Anhaltspunkte feststellen, wonach die Kostenzuordnung und Kostenabwälzung nicht den Vorgaben der Stromversorgungsgesetzgebung und Branchendokumenten entspricht.

Betreffend Deckungsdifferenzen wurde bei einem Netzbetreiber festgestellt, dass dessen Praxis im Umgang mit Über- und Unterdeckungen nicht den Vorgaben der ElCom Weisung 2/2019 genügt. Deckungsdifferenzen sind jedes Jahr zu ermitteln und grundsätzlich bereits ab der nächsten Tarifikalkulation zu berücksichtigen. Dabei sind die zu saldierenden Beträge sachgerecht auf die einzelnen Netzebenen zu verteilen. Dies setzt voraus, dass die jeweiligen Deckungsdifferenzen auf der Netzebene berücksichtigt werden, auf der sie entstanden sind.

Energiekosten:

Bei den Energielieferungen an Endverbraucher in Grundversorgung standen im Berichtsjahr abermals die Themen Durchschnittspreismethode und die 95- bzw. 75 Franken-Regel im Vordergrund. Ausserdem wurden in einem Fall die für Wirkverluste geltend gemachten Beschaffungskosten gesenkt. An anderer Stelle mussten einem Netzbetreib-

er die für die Energiebeschaffung geltend gemachten Kosten für «Energiewirtschaft und Optimierung» gekürzt werden. Es ist zwar sachgerecht, dass ein Netzbetreiber ohne Vollversorungsvertrag derartige Kosten ausweist. In der Grundversorgung anrechenbar sind jedoch nur tatsächlich anfallende Kosten gemäss Stromversorgungsgesetzgebung.

Durchschnittspreismethode:

Mit der Schlussabstimmung vom 15. Dezember 2017 hatte das Parlament an Artikel 6 Absatz 5 StromVG und somit an der vom Bundesgericht gestützten 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.

Die ElCom hatte verschiedene Netzbetreiber identifiziert, welche ihren festen Endverbrauchern in den vergangenen Jahren überproportional hohe Energiekosten verrechnet hatten und somit die Durchschnittspreismethode möglicherweise nicht nach der Praxis der Gerichte und der ElCom angewendet hatten.

Im Berichtsjahr konnte ein weiterer Fall abgeschlossen werden. Bei der Definition des relevanten Beschaffungsportfolios ging es hierbei insbesondere auch um die adäquate Berücksichtigung der Handelsaktivitäten im In- und Ausland. Letztere fliessen in das Beschaffungsportfolio ein, und zwar im Um-

fang der physischen Importkapazitäten in die Schweiz aus dem jeweiligen Herkunftsland. Die für die Tarifikalkulation relevanten Kosten berechnen sich sodann aus dem durchschnittlichen Einkaufspreis in der jeweiligen Preiszone, der physischen Importmenge sowie den Kosten der dafür benötigten grenzüberschreitenden Übertragungsrechte. In einer weiteren Verfügung hat die ElCom entschieden, dass langfristige Bezugsverträge mit Lieferort Schweiz in die Durchschnittspreismethode einzurechnen sind. Die Verfügung wurde angefochten.

Bei den verbleibenden noch laufenden Verfahren sind inhaltlich alle oder einige der folgenden Punkte strittig: Definition der für die Berechnung der Durchschnittspreismethode zu berücksichtigenden Energiemengen und -kosten, Umsetzung der Weisung der ElCom 2/2020 zum WACC Produktion (Weighted Average Cost of Capital), Verzinsung der Deckungsdifferenzen Energie sowie Abgrenzung von Netzbetreibern innerhalb einer Unternehmensgruppe.

95- bzw. 75-Franken-Regel:

Erneut hat die ElCom bei der sogenannten 95- bzw. 75 Franken-Regel einen Schwerpunkt 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 hatte im Jahr 2018 die Kosten- und Gewinnsituation im Energievertrieb ein-

gehend analysiert. Infolge dieser Analyse wurden auf den 1. Januar 2020 neue Schwellenwerte von 75 Franken und 120 Franken zur Überprüfung der Energietarife grundversorgter Endkunden festgelegt. Diese tieferen Werte flossen in die Festlegung der Tarife für das Jahr 2020 ein. Die detaillierte Anwendung der 75-Franken-Regel hielt die ElCom in ihrer Weisung 5/2018 fest.

5.6 Gerichtspraxis

Mit Urteil 2C_297/2019 vom 28. Mai 2020 hat das Bundesgericht die Beschwerde eines Stadtwerks in allen Hauptpunkten abgewiesen und in zwei Nebenpunkten zur Neubeurteilung an die ElCom zurückgewiesen. Zuvor hatte das Bundesverwaltungsgericht die Verfügung der ElCom vollumfänglich bestätigt. Das von der ElCom wieder aufgenommene Verfahren hat die Schlüsselung von Gemeinkosten bei den Betriebskosten im Netz, die Ermittlung der Pumpenergie-Kosten bei der Energie sowie die Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen zum Gegenstand. Dieses Verfahren war im Berichtsjahr noch hängig. Mit dem Urteil des Bundesgerichts sind mehrere Zuständigkeiten der ElCom letztinstanzlich bestätigt worden, nämlich jene zur Überprüfung von Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen sowie von Energieprodukten mit ökologischem Mehrwert in der Grundversorgung. Auch

die von der ElCom in ständiger Praxis angewandte Durchschnittspreismethode bei den Energiekosten wurde anerkannt.

Im Urteil 2C_828/2019 vom 16. Juli 2020 hat sich das Bundesgericht mit den Energiekosten eines weiteren Stadtwerks auseinandergesetzt. Es hat dabei insbesondere die Anwendbarkeit der Durchschnittspreismethode, der 95-Franken-Regel sowie des Mechanismus' der Deckungsdifferenzen letztinstanzlich bestätigt. Schliesslich hat das Bundesgericht in einem weiteren Urteil 2C_109/2C_115 vom 7. Oktober 2020 gutgeheissen, dass die ElCom ein hängiges Tarifprüfungsverfahren fortführen kann. Es hat damit bestätigt, dass die ElCom mit den Rückmeldungen zur Kostenrechnung weder eine Genehmigung der Tarife noch einen Verzicht auf ein künftiges Tarifprüfungsverfahren mitgeteilt hat.

5.7 Sunshine-Regulierung

Die Sunshine-Regulierung vergleicht mit Hilfe eines transparenten und standardisierten Prozesses die Qualität, Kosten und Effizienz der Netzbetreiber untereinander. Abweichungen lassen sich so besser sichtbar machen. Diese Regulierungsform ergänzt die Tarifprüfungsverfahren, die sich zum Teil als sehr ressourcenintensiv erweisen. 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 unter den Netzbetreibern soll Anreize schaffen, allfällige eigene Schwächen zu beheben, ohne dass der Regulator eingrei-

fen 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, der Tarife 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 in den Vorjahren blieb die Schaffung einer rechtlichen Grundlage im

Rahmen der Revision des Stromversorgungsgesetzes ein wichtiges Thema. Ziel soll sein, die Publikation der individuellen Ergebnisse der Netzbetreiber zu ermöglichen. Für die Vorbereitung der Gesetzgebung im Energiebereich zuständig ist das Bundesamt für Energie (BFE). Die ElCom bringt sich im Rahmen von Ämterkonsultationen und Vernehmlassungen in die Gesetzgebungsverfahren ein.

In der zweiten Hälfte des Berichtsjahrs standen die Bildung der Vergleichsgruppen und die Berechnung der Indikatoren im Vordergrund. Dazu hat die ElCom die rund 630 Netzbetreiber nach topografischen Gegebenheiten (Siedlungsdichte) sowie aufgrund der Menge an ausgespielter Energie an Endverbraucher (Energiedichte) in insgesamt acht Vergleichs-

gruppen eingeteilt. Zudem errechnete die ElCom die nötigen Indikatoren für die sechste Runde. Die individuellen Ergebnisse wurden den Betreibern Dezember 2020 zugesandt. Wie bereits in den Vorjahren wurden sämtliche Vergleichsresultate nur den jeweiligen Netzbetreibern zugestellt. Im Berichtsjahr blieben die errechneten Indikatoren unverändert. Im neuen Jahr soll geprüft werden, ob allenfalls neue Indikatoren in die Berechnungen miteinbezogen oder bestehende angepasst werden sollen.

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

5.8 Messwesen

Im Berichtsjahr hat die ElCom verschiedene Fragen aus der Praxis beantwortet und unter anderem festgehalten, dass das Stromversorgungsrecht nicht vorschreibt, dass die Netzbetreiber der ElCom eine Vollzugsmeldung einreichen müssen, wenn 80 Prozent aller Messeinrichtungen den Artikeln 8a und 8b gemäss Artikel 31e Absatz 1 StromVV entsprechen. Im Formular 2.1 der Kostenrechnung sollen die entsprechende Anzahl Messpunkte eingefügt werden. Die Deklaration in der Kostenrechnung ist jedoch keine Bestätigung von Seiten ElCom, dass die installierten Smartmeter den gesetzlichen Anforderungen entsprechen. Messdaten und Lastgangwerte von betroffenen Endverbrauchern, Erzeugern oder Speicherbetreibern sollen für diesen verständlich dargestellt werden (Art. 8a Abs. 2 Bst. c StromVV). Ab dem 1. Januar 2021 sollen die Lastgangwerte von 15 Minuten, welche jeweils die letzten fünf Jahre erfasst worden sind, abgerufen und in einem inter-

national üblichen Datenformat heruntergeladen werden können. Zur Frage der Qualität der Messdaten, welche auf einem Kundenportal zur Verfügung gestellt werden, hat die ElCom festgehalten, dass diese nicht unvollständig sein dürfen. Eine tägliche Plausibilisierung der Daten ist gemäss Branchendokumenten nicht vorgesehen. Nach der Plausibilisierung müssten die Messdaten auf dem Kundenportal vollständig sein. Es sind vermehrt Fragen gestellt worden zur Anrechenbarkeit von Kosten für Glasfasernetze, die zur Übermittlung der Messdaten aus den intelligenten Messungen verwendet werden. Betreibt der Netzbetreiber ein Glasfasernetz, in welchem die intelligenten Messsysteme eingebunden sind, können lediglich die anteiligen Kosten eines effizienten Systems den Netzkosten angerechnet werden. Zur Ermittlung des Anteils sind geeignete Kostenschlüssel anzuwenden (vgl. Mitteilung «Fragen und Antworten zur Energiestrategie 2050»).

5.9 Entflechtung

Die gesetzlichen Vorschriften zur Trennung des Netzbetriebs von den übrigen Bereichen (Entflechtung) erlangen infolge vermehrter Aktivitäten der Netzbetreiber in wettbewerblichen Bereichen zunehmende Bedeutung. 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 (strafrechtlich relevante Verstösse gegen die Vorschriften zur Entflechtung werden demgegenüber durch das BFE verfolgt). Sie beantwortete zahlreiche Anfragen und informierte und sensibilisierte die Netzbetreiber

an geeigneten Veranstaltungen.¹ In einem Fall möglicher Quersubventionierung, bei dem es um den Verdacht ging, dass Dienstleistungen an Dritte im Markt zu tieferen Preisen zu Lasten der Netzkosten erbracht wurden, überprüfte die ElCom auf Basis von Stichproben Buchhaltungsbelege, vorgenommene Kostenzuordnungen, Verrechnungen und Entlastungen der Netzkosten. Dabei konnten keine Hinweise auf eine unerlaubte Quersubventionierung zu Lasten des Netzbetriebes festgestellt werden. Daher wurde kein Verfahren eingeleitet.

¹ Vgl. z. B. Informationsveranstaltung der ElCom – Teil 3, Folien 20 ff., verfügbar unter www.elcom.admin.ch > Veranstaltungen > Informationsveranstaltungen für Netzbetreiber.

5.10 ZEV, Praxismodell, KEV, Einmalvergütung, Abrechnung der MWSt auf dem Netzzuschlag

Die ElCom hat verschiedene Fragen im Zusammenhang mit der Bildung eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch (ZEV) beantwortet. Dabei wurde wiederholt die Möglichkeit der Nutzung des Verteilnetzes durch den ZEV thematisiert. Die ElCom hat festgehalten, dass die Nutzung des bestehenden Verteilnetzes nicht zulässig ist. Auch wenn der ZEV einen Anteil der Leitungskosten übernimmt (im Sinne von Kauf oder Miete), ändert sich an dieser Feststellung nichts, wenn die Grenzstelle nicht verschoben wird. Weiter war die virtuelle Bildung des Messpunktes des ZEV an der Übergabestelle fraglich. Da der ZEV wie ein Endverbraucher behandelt wird (Art. 18 Abs. 1 EnG), wird dies als zulässig erachtet, wenn die Teilnehmer am ZEV damit einverstanden sind, dass bei ihnen intelligente Messsysteme gemäss Stromversorgungsrecht eingesetzt werden.

Anlagenbetreiber können unter gewissen Umständen die selbst produzierte Energie am Ort der Produktion auch an mehrere Endverbraucher veräussern, ohne dass sich die Endverbraucher gemäss Artikel 17 EnG zu einem ZEV zusammenschliessen. Damit das sogenannte «Praxismodell» gesetzeskonform umgesetzt werden kann, hat die ElCom in ihrer Mitteilung «Praxismodell Eigenverbrauch»¹ vom 13. Juli 2020 die Ausführungen gemäss Newsletter 1/2019 ergänzt und die entsprechenden Grundsätze zur notwendigen Zustimmung der Endverbraucher sowie zur Messung und Abrechnung durch den Netzbetreiber veröffentlicht. Bei neuen Praxismodellprojekten müssen diese Vorgaben von Beginn weg umgesetzt werden. Bei bestehenden Projekten muss die Zustimmung der Endverbraucher bis Ende Juli 2021 vorliegen. Erfolgt die Messung der Teilnehmer noch

nicht durch Smartmeter, haben die Netzbetreiber innert einem Jahr nach Beginn des Rollouts eine entsprechende Messung umzusetzen. Wurde mit dem Rollout vor Erlass der Mitteilung bereits gestartet, müssen die Netzbetreiber die Teilnehmer eines Praxismodells bis Ende Juli 2021 umrüsten. Erfolgt der Smartmeter-Rollout erst später und wird die Messung nicht bis Ende Juli 2021 angepasst, müssen die Endverbraucher über die Art der Abrechnung bis zur Änderung der Messung/Abrechnung sowie über den ungefähren Anteil des Eigenverbrauchs informiert werden, bevor ihre Zustimmung eingeholt wird.

Im Berichtsjahr erliess die ElCom im Bereich der Einmalvergütung (EIV) und der Kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) insgesamt fünf Verfügungen. In einem Verfahren hatte das Bundesgericht entschieden, dass die fragliche Photovoltaikanlage nur optisch und nicht baulich integriert ist. Die ElCom hat nun im Sinne des Vertrauensschutzes eine einmalige Entschädigung zuerkannt, welche die tatsächlichen Kosten der optischen Integration deckt, welche durch die Anpassung der Anlage an die Anforderungen einer früheren, nicht mit der Energieverordnung vereinbarten Richtlinie des BFE entstanden sind.

Die ElCom erliess zwei Verfügungen betreffend die Nichtgenehmigung einer Fristerstreckung für Projektfortschrittsmeldungen. In beiden Fällen konnte die Beschwerdeführerin keine Gründe geltend machen, welche sie nicht selbst verschuldet hatte resp. die für sie – im einen Fall zumindest ab dem Zeitpunkt der Einreichung des ersten Fristerstreckungsgesuchs – trotz professioneller Planung nicht vorhersehbar waren. Vielmehr war davon auszugehen, dass die Beschwerdeführerinnen den

erheblichen Zeitaufwand für die Planung und die Realisierung der Anlagen zu wenig berücksichtigt und die Projekte zu früh angemeldet hatten. Eine der Verfügungen ist beim Bundesverwaltungsgericht angefochten worden.

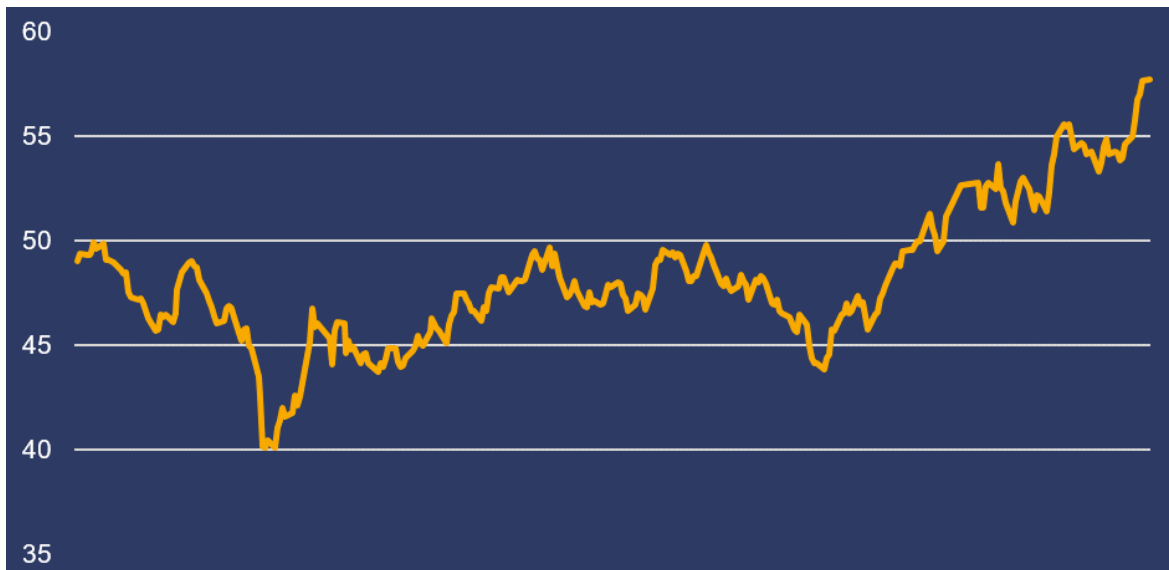
In einem weiteren Verfahren hat die ElCom festgestellt, dass die Weitergabe eines positiven KEV-Bescheids an ein anderes, nicht bereits angemeldetes oder auf der Warteliste geführtes Projekt grundsätzlich unzulässig ist. Auf Grund der Korrespondenz des Beschwerdeführers mit der Swissgrid AG durfte der Beschwerdeführer jedoch darauf vertrauen, dass diese einer Weitergabe zugestimmt hat. Die ElCom ist zum Schluss gekommen, dass die Swissgrid AG an die Vertrauensgrundlage gebunden ist und die PV-Anlage des Beschwerdeführers die KEV erhält.

Betreffend Einmalvergütung hat die ElCom eine Verfügung erlassen und festgestellt, dass eine PV-Anlage nicht als Neuanlage im Sinne des Energiegesetzes qualifiziert wird und keine Einmalvergütung erhält, wenn bei einer Erneuerung lediglich die Solarpanel ausgetauscht werden, ohne Ersatz des Wechselrichters.

Eine weitere Verfügung der ElCom betraf die Abrechnung der Mehrwertsteuer auf dem Netzzuschlag. Die ElCom stellte in ihrem Entscheid fest, dass die Fragen der Mehrwertsteuerpflichtigkeit und der Überwälzung des Netzzuschlags auf die Endverbraucher weder nach dem StromVG und dessen Ausführungsbestimmungen zu beurteilen seien noch eine entsprechende Zuständigkeit der ElCom im Bereich des EnG bestehe und somit auf das Gesuch nicht einzutreten sei.

¹ Verfügbar unter www.elcom.admin.ch > Dokumentation > Mitteilungen.

6 Marktüberwachung



Die Kurve zeigt den Base-Preis für das Schweizer Kalenderjahr 2022 in EUR/MWh vom 01.01.2020 bis 22.03.2021. Der Strompreis für das Kalenderjahr 2022 ist seit November 2020 bedingt durch höhere CO₂-, Gas- und Kohle-Preise stark gestiegen.

6.1 Markttransparenz im Stromgrosshandel

Die Tätigkeiten in der Sektion Marktüberwachung standen in diesem Jahr im Zeichen der Corona-Pandemie. Trotz des Lockdowns wurde der operative Betrieb und das Monitoring des Schweizer Elektrizitätsgrosshandelsmarktes sowie der Aktivitäten der Schweizer Marktteilnehmer in der Europäischen Union im Secure Room aufrechterhalten.

In diesem Zusammenhang wurden auch zwei umfassende Studien durchgeführt. Im Rahmen der ersten Studie wurde eine Analyse der negativen Preise für die Schweiz, Frankreich und Deutschland in 2020 durchgeführt. Der Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere Wind und Solar, die mit Grenzkosten nahe null in das Orderbuch der Börse einfließen, begünstigt das Auftreten von negativen Preisen. Des Weiteren sorgen auch unflexible konventionelle Kraftwerke dafür, dass der Strompreis ins Negative rutscht. Negative Preise

sind ein notwendiger Marktmechanismus, um sicherzustellen, dass die Stromnachfrage dem Angebot jederzeit entspricht.

Aufgrund des Lockdowns und der damit verbundenen geringen Last und wegen des überdurchschnittlich warmen Frühlingwetters in diesem Jahr, konnte an den Day-Ahead Märkten in Deutschland, Frankreich und der Schweiz eine Zunahme von Stunden mit negativen Preisen beobachtet werden. In der Studie werden die Anzahl der Stunden mit negativen Preisen, die Anzahl Tage mit negativen Stundenpreisen und die Anzahl Tage, während denen der Base Preis negativ war für Deutschland, Frankreich und die Schweiz, näher untersucht. Auch der Anteil der Stunden mit negativen Preisen nach Tagesstunde wird erläutert.

Die zweite durchgeführte Studie zum Thema der Auswirkungen der Corona-Pande-

mie auf die europäische Last wird in Kapitel 6.3 näher erläutert.

Aufgrund der Corona-Pandemie wurde der Workshop der Sektion Marktüberwachung, der unter dem Motto «Algorithmischer Handel – Auswirkungen im Energiehandel» stand, abgesagt. Der jährliche Markttransparenzbericht, der eine Übersicht über die wesentlichen Aktivitäten der Sektion Marktüberwachung der ElCom gibt, wurde im Mai veröffentlicht. Er blickt unter anderem auch auf die jährliche Entwicklung der Spot- und Terminmärkte zurück.

Die Basis für diese Übersicht sind die seit 2018 wöchentlich veröffentlichten Spot- und Terminmarktberichte der ElCom. Das Herunterladen der dafür notwendigen Daten sowie die Erstellung dieser beiden Berichte wurden im Verlaufe des Jahrs 2020 vollständig automatisiert, so dass sich diese – bis auf die Markt-Kommentare – gleichsam «auf Knopfdruck» erstellen lassen.

Da aufgrund der aktuellen Entwicklungen die Märkte immer mehr zusammenwachsen, nimmt auch der Austausch der Energieregulatoren betreffend Marktüberwachung und Marktintegrität an Bedeutung zu.

Die durchgeführten Koordinationssitzungen mit einigen Marktüberwachungsstellen von Nachbarländern fanden diesmal virtuell statt. Der sonst übliche Erfahrungsaustausch über Fragen der Überwachungsmethodik mit der FINMA fand in diesem Jahr nicht statt.

Die Arbeiten auf europäischer Ebene wurden uneingeschränkt fortgesetzt. Die ElCom nahm auch in diesem Jahr an einer sehr umfassenden Umfrage der CEER Market Integrity and Transparency Working Group (CMIT) teil, um die Umsetzung von Marktintegrität und –transparenz auf nationaler Ebene zu bewerten und sie mit anderen Regulierungsbehörden zu vergleichen. Die Teilnahme gewährt der ElCom Einblicke in die Implementierung der REMIT-Verordnung der EU im Rahmen der europäischen Regulierungsprozesse.

Die ElCom nahm wiederum am EMIT-Forum von ACER teil, das in diesem Jahr online abgehalten wurde. Der Schwerpunkt der vierten Ausgabe des Forums lag auf der Frage, wie die Märkte in sich verändernden Zeiten geschützt werden können. Dabei wurden zukünftige Entwicklungen wie Digitalisierung, B2B Handelsplattformen auf Netzebene 7 sowie die Entstehung neuer Flexibilitätsmärkte und deren Auswirkungen auf das REMIT Reporting besprochen.

In Folge eines Beschlusses der EU-Kommission vom 17. Dezember 2020 wird ACER ab 1. Januar 2021 jährliche ex-ante Gebühren erheben. Damit wird die Agentur ihren Aufwand finanzieren, den sie für die Erhebung, Bearbeitung, Verarbeitung und Analyse von Informationen leistet, die von Marktteilnehmern im Rahmen der «REMIT-Verordnung» (EU) Nr. 1227/2011 gemeldet werden. Die ElCom wird diesbezüglich weiterhin keine Gebühren erheben.

6.2 Marktüberwachung 2020 in Zahlen

Ende 2020 waren bei der ElCom 78 Marktteilnehmer registriert. Die Informationen zu den von ihnen an den EU-Märkten getätigten Energiehandelsgeschäften übermittelten sie über

neun Datenlieferanten, sogenannte Registered Reporting Mechanism (RRM). Die Fundamentaldaten und die Publikationen zu Insider-Informationen erhielt die ElCom über die

eigenen, dafür geschaffenen Schnittstellen mit ENTSO-E und der EEX Transparenzplattform.

2020 wurden der ElCom 44.8 Millionen Transaktionen rapportiert. Die steigende Tendenz der Vorjahre hat sich dadurch noch einmal bestätigt. Die Zunahme von knapp 15 Prozent ist moderat und lässt sich grösstenteils durch den vermehrten Einsatz von automatisierten Handelssystemen erklären.

Auch 2020 bildeten die Standardverträge mit knapp 90 Prozent die Mehrheit der Meldungen. Die in den Vorjahren etablierte Dominanz der Spot- gegenüber den Termingeschäften wurde beibehalten, mit geringfügiger Veränderung zu Gunsten der Rapporte aus dem Kurzfristhandel (Anstieg von 90 auf 94 Prozent). 2020 meldeten die registrierten Marktteilnehmer den Abschluss von 2'861 Nicht-Standardverträgen, was eine Veränderung von etwa 10 Prozent gegenüber dem Vorjahr darstellt.

Grösser ist hingegen der Anstieg bei den Fundamentaldaten. Es wurden etwa eine Million Meldungen mehr registriert als 2019, was einem Anstieg von knapp 22 Prozent gegenüber dem Vorjahr entspricht. Grössere Veränderung gab es auch bei den Veröffentlichungen von Insider-Informationen. Die gemeldeten Vorfälle nahmen im Vergleich zum Vorjahr um etwa einen Drittel ab.

Um die Funktionsweise der Märkte und die Preisbildungsmechanismen effizient (mit-)beobachten zu können, bezieht die ElCom noch weitere Daten mit ein, so z. B. die Settlement Preise von EEX, die bei den Analysen als Referenz herangezogen werden. Ergänzend werden auch Informationen aus öffentlichen Quellen genutzt, wie z. B. Swiss Meteo oder Reuters.

Die Bearbeitung und Analyse der erhobenen Daten ermöglichen es zu evaluieren, was an den (europäischen) Grosshandelsmärkten effektiv passiert. Da die Marktpreise in der Schweiz von den Entwicklungen und Geschehnissen in den umliegenden Ländern stark beeinflusst werden, sind diese Informationen für die Marktbeobachtung und somit auch für die Beurteilung der Versorgungssicherheit der Schweiz von Bedeutung.

Anonymisiert und/oder in aggregierter Form werden diese Daten auch in diversen Publikationen verwendet, wie den Spot- und Terminmarktberichten, dem Markttransparenzbericht oder in verschiedenen Studien, wie beispielsweise die Studie über die negativen Preise. Dies trägt zur Verbesserung der Transparenz für die produktions- und verbrauchseitigen Marktteilnehmer sowie zu einer erhöhten Qualität der Analysen, Studien und Veröffentlichungen der ElCom bei.

6.3 Studie: Auswirkung der Corona-Pandemie auf die europäische Last

Die verschiedenen Massnahmen der Corona-Pandemie führten zu einer Verringerung der Last in allen europäischen Ländern. Das gilt insbesondere für Länder, in denen die Industrie weitgehend stillgelegt wurde. Die gedrosselte Industrieproduktion sowie ge-

schlossene Restaurants und Geschäfte sind die Hauptgründe für den Lastrückgang.

Die Auswertung der ENTSO-E Lastdaten hat gezeigt, dass die Energiewirtschaft in der Schweiz nicht so stark von der sinkenden Last

durch den Corona-bedingten Lockdown betroffen war wie Frankreich, Italien oder Spanien. Der Verbrauchsrückgang an Werktagen lag

in der Schweiz bei etwa 10 Prozent, in Spanien hingegen bei etwa 20, in Italien bei etwa 25 und in Frankreich bei etwa 17 Prozent.

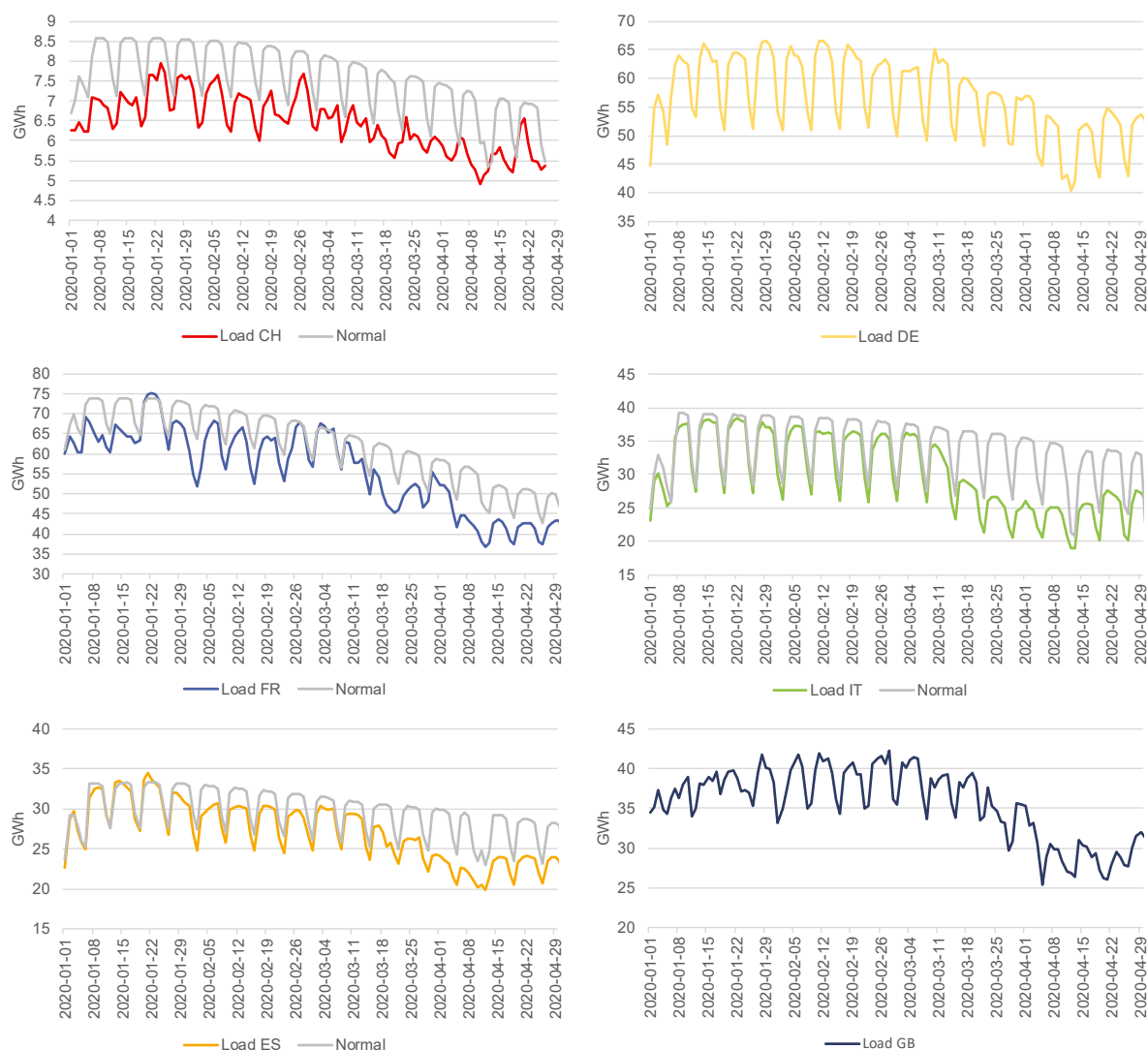


Abbildung 16: Täglicher Stromverbrauch in GWh, seit 01.01.2020 für die Schweiz (CH), Deutschland (DE), Frankreich (FR), Italien (IT), Spanien (ES) und Grossbritannien (GB) (Datenquelle: Lastwerte ENTSO-E, Normwerte der Last Refinitiv Power Research)

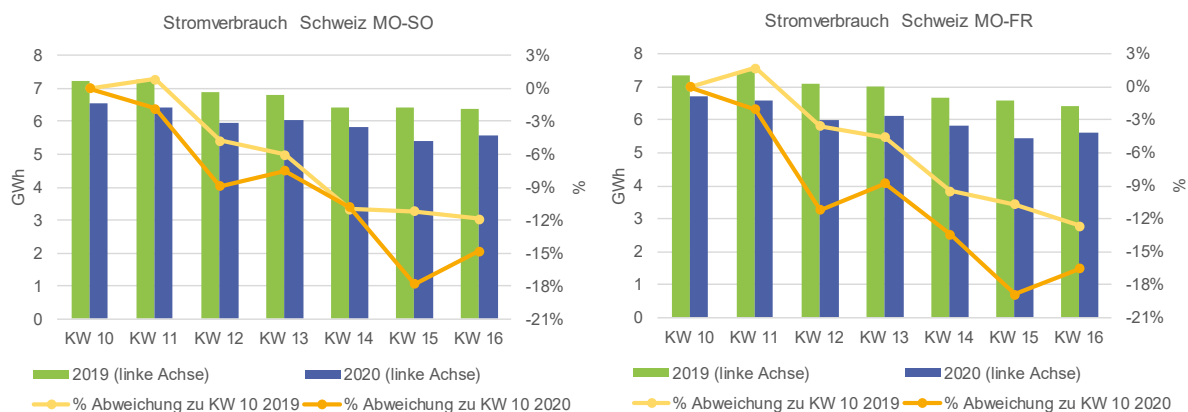


Abbildung 17: Wöchentlicher Stromverbrauch Schweiz (Graphik links von Montag bis Sonntag, Graphik rechts von Montag bis Freitag) als Balken dargestellt für die Jahre 2019 und 2020. Als Linie mit Datenpunkten (Sekundärachse rechts) ist die prozentuale Abweichung des Verbrauchs im Vergleich zu KW 10 dargestellt. (Datenquelle: ENTSO-E)

6.4 Fall MEAS

Die Hintergründe der von Swissgrid durchgeführten MEAS Auktion wurden in Zusammenhang mit einem EPEX SPOT STOR (Suspicious Trading and Order Report) von der ElCom näher untersucht.

Swissgrid bestätigte, dass diese Auktion im Namen von Terna durchgeführt werde. Sie trete hier lediglich als Vermittler auf, weshalb die Preise und Mengen dieser Auktion bisher weder an die ElCom übermittelt noch auf der Homepage von Swissgrid veröffentlicht worden seien.

Der Prozess bei der MEAS Auktion ist wie folgt:

- D-2 meldet Terna einen Bedarf bei Swissgrid
- Diese Anfrage löst bei Swissgrid eine Ausschreibung in D-1 aus
- Bis um 14:30 Uhr D-1 können bei Swissgrid registrierte Marktteilnehmer über die SDL Seite der Swissgrid stündliche Gebote abgeben. Dabei melden die Marktteilnehmer, zu welchen Preisen sie Energie mit Lieferort Schweiz bereit sind zu kaufen.

- Diese Gebote werden dann in anonymisierter Form an Terna weitergeleitet.
- Terna teilt dann ihrerseits ihren Bedarf mit und somit wissen die beteiligten Marktteilnehmer bis spätestens 16:00 Uhr, ob sie einen Zuschlag erhalten haben oder nicht.

Die ElCom wies Swissgrid darauf hin, dass die Ergebnisse der MEAS Auktion die Preise am Schweizer Intraday-Markt und an der Schweizer Intraday 1 Auktion stark beeinflussen können. Dies gilt vor allem dann, wenn die Preise, zu welchen Terna zu verkaufen bereit ist, stark von den aktuellen Day-Ahead oder Intraday Preisen abweichen. Zudem könnten Insider-Informationen die Zuschlagspreise und Zuschlagsmengen bei gewissen Partnern eventuell beeinflussen.

Eine Auswertung der MEAS Auktionsdaten von Swissgrid bis im Juli 2020 zeigte, dass seit Einführung der Schweizer Intraday CH IDA 1 Auktion im März 2019 die Preise an der CH IDA 1 Auktion während 47 Prozent

der Stunden tiefer sind als der Day Ahead Preis. Findet aber eine MEAS Auktion statt, bei der es zum Volumenzuschlag kommt, lag dieser Wert 2019 bei 56 Prozent und 2020 bei 63 Prozent. Aufgrund der MEAS Auktion kommt es öfter zu tieferen Preisen an der Schweiz Intraday 1 Auktion im Vergleich zum Schweizer Day Ahead Preis. Dies war zu erwarten, da die Zuschläge der MEAS Auktion, die meistens unter Day Ahead Schweiz abgeschlossen werden, gleich wieder in der Intraday Auktion weiterverkauft werden können.

Um Transparenz in den Markt zu bringen, wurde Swissgrid aufgefordert, die Ergebnisse der MEAS Auktion rechtzeitig, d. h. vor der Schweizer Intraday 1 Auktion auf ihrer Homepage zu veröffentlichen.

Durch den EPEX Spot STOR wurde die ElCom auf die Prozesse der MEAS Auktion und deren Auswirkungen auf den Schweizer Markt aufmerksam. Gemeinsam mit Swissgrid konnte hier eine schnelle und effiziente Lösung für einen transparenteren Schweizer Markt gefunden werden.

6.5 RTE-Regel zum Balancing Markt in Frankreich

Am 1. August 2018 hat der französische Netzbetreiber RTE die «Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Équilibre» angepasst und um einen Artikel 4.2.1.2.1 (RTE-Regel) erweitert. Diese Ergänzung betrifft lediglich jene Marktteilnehmer, die als «EDA Point d'Échange» betrachtet werden. Das sind Marktteilnehmer, die am französischen Balancing Markt aktiv sind, jedoch ihren Sitz im Ausland haben. Somit fallen darunter auch Energieunternehmen aus der Schweiz.

Gemäss der neuen Regelung gilt für diese Marktteilnehmer, die abgerufene Energiemenge bei einer Aktivierung am Balancing Markt in Frankreich nicht am Intraday Markt in Frankreich zu beschaffen, sondern nur durch einen Export von der Schweiz nach Frankreich (bei einem Verkaufsgebot) respektive durch einen Import von Frankreich in die Schweiz (bei einem Kaufgebot) bereitzustellen. Grundsätzlich sollten Balancing-Marktabrufe mittels flexibler Kraftwerksleistung erbracht werden, um das französische Netz und den Markt zu entlasten. Am französischen Balancing Markt bezogene Energie darf demnach nur ins Aus-

land exportiert werden. Ziel ist es, bei einer Anspannung des französischen Elektrizitätssystems durch die Aktivitäten am Intraday Markt nicht weitere Belastungen zu erzeugen.

Die französische Regulierungsbehörde (Commission de Régulation d'Électricité, CRE) überwacht die Einhaltung dieser Regelung. Wenn Unstimmigkeiten bei den Handelsaktivitäten von ausländischen Marktteilnehmern am Intraday Markt in Frankreich im Falle einer Balancing-Markt-Aktivierung durch RTE festgestellt werden, warnt CRE die Marktteilnehmer vor potentiellen Verstössen gegen die RTE-Regel oder fragt nach Erläuterungen zu konkreten Handelsaktivitäten und untersucht die Geschehnisse im Hinblick auf eine potentielle Verletzung der besagten Regel.

Auch wenn die Überwachung der Einhaltung dieser Regel in der Kompetenz von CRE liegt, wurde das Verhalten der Schweizer Energieunternehmen, die am französischen Balancing Markt aktiv waren, 2020 auch durch die ElCom überwacht. Es konnte festgestellt werden, dass in den untersuchten Fällen keine Verletzung der RTE-Regel vorliegt.

7 Internationales



Beim Laufwasserkraftwerk Eglisau-Glattfelden bildet der Rhein die Grenze zwischen Deutschland und der Schweiz. Ein Teil der Anlagen des Grenzkraftwerks liegt auf deutscher Seite.

Wie in 2019 sind die internationalen Entwicklungen stark von der Umsetzung der EU-Richtlinien aus dem vierten Energiepaket («CEP - Clean Energy Package», Sommer 2019) geprägt. Zusammen mit den neuen EU-Verordnungen üben sie bereits einen ersten konkreten Einfluss auf den europäischen Elektrizitätssektor aus.

Auch müssen spezifische Network Codes und deren Methodologien in den Bereichen Netzbetrieb, Netzanschluss, Engpassmanagement und Regelernergie (z. B. Kapazitätsberechnungen für Intraday-, D-1-, Abgleich- oder Terminmärkte) weiterhin umgesetzt oder teilweise entwickelt und revidiert werden.

Diese neuen Gesetze harmonisieren den gesetzlichen Rahmen mit dem Ziel der Liberalisierung und Integration der nationalen Elektrizitätsmärkte. Weiter sollen positive Effekte zu Gunsten der europäischen Konsumenten, der erneuerbaren Energien, der Versor-

gungssicherheit, des Wettbewerbs und der Innovation erzielt werden. Auch sind Überarbeitungen der «TEN-E Infrastrukturverordnung» und des Rechtsrahmens für den Gasmarkt der EU im Jahr 2021 geplant.

Die Corona-Pandemie hat 2020 neue Unsicherheiten verursacht. Ab 2021 und bis 2025/2030 sollten aber die Haupteffekte dieser neuen Impulse zum Stromsektor spürbarer werden und die umfassende Neuordnung der Energiemärkte vermehrt prägen. Dies gilt insbesondere für den grenzüberschreitenden Stromaustausch in nahezu allen seinen Aspekten, umso mehr, als die EU einen ambitionierten europäischen Green Deal angenommen hat, wodurch die CO₂-Neutralität (Nullemission) der EU bis 2050 erreicht sein sollte, um die Treibhausgaseffekte zu mildern.

Dieser EU-Green-Deal ist ein Teil des befristeten und massiven Aufbauplans «Next Generation EU» (über 750 Milliarden Euro), um die

Auswirkungen der Corona-Pandemie auf die EU-Wirtschaft und -Gesellschaft abzufedern und die EU nachhaltiger, krisenfester und besser auf die Herausforderungen und Chancen des ökologischen wie auch des digitalen Wandels vorzubereiten. Der Green-Deal unterstützt dadurch das globale Übereinkommen von Paris (2015), um dem Wandel des Klimas entgegenzuwirken und die Erderwärmung deutlich unter 2°C zu halten.

Weiter konnten sich die EU und das Vereinigten Königreich (UK) am 24. Dezember 2020 zum zukünftigen Verhältnis einigen und einen harten Brexit vermeiden. Der neue Partnerschaftsvertrag tritt am 1. Januar 2021 in Kraft. Damit tritt UK definitiv aus dem EU-Binnenmarkt und der EU-Zollunion aus und verlässt deshalb auch den EU-Strombinnenmarkt. Das UK wird nicht mehr am sogenannten impliziten «Market Coupling» beteiligt und muss zurück zur expliziten Grenzkapazitätsverteilung. Der UK-Regulator (Ofgem) sowie UK-Übertragungsnetzbetreiber (National Grid) wurden aus ACER bzw. aus ENTSO-E ausgeschlossen, bis die

künftige Zusammenarbeit mit diesen Gremien grundsätzlich geregelt ist.

Trotzdem zielt das UK Handels- und Kooperationsabkommen neben weiteren wichtigen Energieaspekten auf einen effizienten Handel über Gleichstrom-Interkonnektoren und sieht die Möglichkeit vor, innerhalb von 15 Monaten ein sogenanntes «Multi-Region Loose Volume Coupling» zu entwickeln. Es wird aber nicht so effizient sein wie das EU-Standardmodell «FMBC – Flow-Based Market Coupling». Auch werden EU und UK bei Informationsaustausch, Netzentwicklungsplänen sowie Risikovor-sorgeplänen weiter kooperieren.

Aufgrund der starken Anbindung der Schweiz an die europäischen Nachbarländer sind alle diese Entwicklungen und Veränderungen innerhalb und ausserhalb der EU von grosser Bedeutung, sei es für den Stromsektor, in Hinblick auf die Versorgungssicherheit als auch in politischer, gesetzlicher und wirtschaftlicher Hinsicht.

7.1 Engpassmanagement

Das Schweizer Übertragungsnetz ist über 41 grenzüberschreitende Leitungen 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 überwiegend

nach marktorientierten Verfahren zugeteilt. Dabei gelten indessen 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 vorrangberechtigt. Drittens werden aktuell Kapazitäten im Intradayhandel nicht bepreist.

Somit wird der grössere Teil der Kapazitäten der grenzüberschreitenden Leitungen im Rahmen expliziter Auktionen zugeteilt. Im Gegensatz zu den 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. Dies führte zu erheblichen Änderungen gegenüber den bisherigen Praktiken der Übertragungsnetzbetreiber, wie die zweite Erweiterung vom November 2019 des sogenannten "Single Intraday Coupling (SIDC)" um sieben weitere EU-Mitglieder (Bulgarien, Kroatien, Tschechische Republik, Ungarn, Polen, Rumänien und Slowenien), zusätzlich zu den 14 bisherigen Ländern inklusiv Norwegen (seitens EU: Deutschland, Frankreich, Österreich, Belgien, Dänemark, Estland, Finnland, Lettland, Litauen, Niederlande, Portugal, Spanien, Schweden). Eine dritte Erweiterung war auf Ende 2020 vorgesehen, hat sich aber verzögert.

Bisher ist die Schweiz von solchen Projekten ausgeschlossen, obwohl die ElCom und Swissgrid teilweise in Diskussionen zur Bewirtschaftung und zum Engpassmanagement der italienischen Nordgrenzen involviert sind.

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 in der Regel von der günstigsten zur teuersten Preiszone gelenkt werden.

Zu diesem Zweck sieht die neue EU-Verordnung 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt vom 5. Juni 2019 einen Mindestanteil von 70 Prozent der Kapazität aller Leitungen für kommerzielle zonenübergreifende Austausche vor, damit die Marktintegration und die Versorgungssicherheit auf gesamteuropäischer Ebene verbessert und gleichzeitig die negativen Folgen der ungeplanten Lastflüsse vermindert werden können. Bei diesen 70 Prozent grenzüberschreitender Kapazität sieht die EU Ausnahmen nur bis 2025 und unter strengen Bedingungen vor. Eine erste Beurteilung der Erreichung des «70%-Kriteriums» wurde von ACER im Dezember 2020 publiziert; darin

wird die Notwendigkeit betont, ungeplante Lastflüsse zu vermindern. Eine neue Verteilung der EU-Gebots- und Preiszonen gemäss strukturellen Engpässen wird nicht vor 2022 vorgeschlagen werden. Eine erste Überprüfung der Gebotszone (Bidding Zone Review) scheiterte im 2018. Da die physikalischen 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.). ACER empfiehlt, die Kosten von solchen präventiven und kurativen Massnahmen basierend auf dem Verursacherprinzip zu teilen, um die Austauschkapazität zu garantieren, bzw. zu optimieren und maximieren.

Im ACER Aufsichtsbericht über den Strommarkt 2019 (ACER MMR – Market Monitoring Report, Oktober 2020) wird unter anderem betont, dass die EU die Berechnung der Grenzkapazitäten noch verbessern kann und dass eine tiefere Integration der Regelenenergiemärkte grossen ökonomischen Nutzen bringen würde (wie z. B. das TERRE-Projekt). Der Bericht bedauert, dass die Ausweitung des sogenannten «FBMC - Flow-Based Market Coupling» auf die EU-Mitglieder Mittel- und Osteuropas verzögert wird und dass die Integration der EU-Terminmärkte geringe Fortschritte erzielt hat.

Auch die Verdopplung von negativen Strompreisen zwischen 2018 und 2019 wurde von ACER erwähnt, eine Tendenz, die sich 2020 wegen der Corona-Pandemie fortsetzen wird. Durch diese unerwartete Krise konnten die Strom- und Gasmärkte ihre Resilienz demonstrieren, was gemäss ACER auch auf

Reformen des dritten und vierten Energiepakets von 2009 und 2019 zurückzuführen ist.

Dazu kritisiert ACER, dass mehrere Kapazitätsmechanismen auf nationaler Ebene zur finanziellen Unterstützung der Stromproduktion eingeführt wurden, ohne dass ein echtes Versorgungsproblem bestanden hat. Die Kosten dafür wurden von ACER für die ganze EU für 2019 auf 3.9 Milliarden Euro geschätzt. Gemäss Bericht von ACER verzerren ungerechtfertigte Mechanismen den Wettbewerb und benachteiligen die Konsumenten.

Zudem geht dieser Bericht auch auf gewisse Entwicklungen in der Schweiz ein, darunter auf den gegenüber 2018 und früheren Jahren deutlich kleineren sozialen Verlust, welcher der Schweiz bei der Nutzung ihrer Grenzkapazitäten zur EU entsteht (etwa 36 Millionen Euro im Jahr 2019). Dieser geschätzte ökonomische Verlust ist im Wesentlichen darauf zurückzuführen, dass die Schweiz von den in der EU eingerichteten Marktkopplungsmechanismen ausgeschlossen ist, solange kein bilaterales Stromabkommen abgeschlossen wird. Damit bleibt die Steuerung der ganzen Grenzkapazitäten suboptimal und folgt nur teilweise den Preissignalen der Strombörsen. Auch für einige weitere EU-Interkonnektoren ist der soziale Verlust erheblich.

Die Entwicklung der EU-Regelungen und -Methoden, bei welchen die Schweiz ganz ausgeschlossen resp. nur zum Teil eingebunden ist, dürfte trotz positiver Aspekte vermehrt zu Engpässen im Schweizer Netz führen. Diese beeinflussen nämlich sowohl die Handels- als auch die physikalischen Flüsse inner- wie ausserhalb der EU, wo-

durch das Netz der Swissgrid immer öfter überlastet wird. Soweit möglich arbeiten die ElCom und Swissgrid mit ACER sowie mit der EU-Kommission und den ausländischen Übertragungsnetzbetreibern und Regulierungsbehörden an der Optimierung

der Grenzkapazitäten. Es ist aber nicht ausgeschlossen, dass Swissgrid die Export- und Importkapazitäten zeitweise einschränken muss, um die Stabilität des Schweizer Netzes sicherzustellen.

7.2 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. Das Schweizer Recht räumt einigen der Grenzkraftwerke einen Vorrang bei der Zuteilung grenzüberschreitender Übertragungskapazitäten ein, d. h. eine unentgeltliche Zuteilung der Kapazität ausserhalb der Auktionsverfahren.

Bis Ende 2014 bestand zwischen der Swissgrid und den deutschen Übertragungsnetzeigentümern 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 und Behörden

vertreten die Auffassung, die Gewährung eines Vorrangs widerspreche sowohl dem europäischen als auch dem deutschen Recht. Die Swissgrid konnte daher für Lieferungen aus den Grenzkraftwerken an der deutsch-schweizerischen Grenze seither keine Vorränge mehr gewähren. Im Berichtsjahr hat die ElCom gestützt auf die Rechtsprechung des Bundesgerichts in fünf hängigen Verfahren rechtskräftig die Folgen aus der Nichtgewährung der Vorränge festgelegt. Die Swissgrid wurde dabei verpflichtet, den betroffenen Inhabern von Vorrangrechten für den Zeitraum von Januar 2015 bis und mit September 2018 die Auktionserlöse herauszugeben, welche aufgrund der nicht gewährten Vorränge zusätzlich erzielt wurden (sog. stellvertretendes Commodum).

Seit dem 1. Oktober 2017 ist eine neue Bestimmung zur Vorranggewährung von Grenzkraftwerken in Kraft. Im Berichtsjahr waren drei Gesuche um Vorranggewährung gemäss der neu geltenden Bestimmung hängig. Im Rahmen dieser Verfahren wird die ElCom darüber zu befinden haben, wie sie die nach Schweizer Recht vorgesehenen, an der deutschen Grenze jedoch physisch aufgrund des gekündigten Kooperationsabkommens nicht umsetzbaren Vorränge künftig handhaben wird.

7.3 Merchant Lines

Merchant Lines sind grenzüberschreitende Übertragungsnetzleitungen. Besteht eine Ausnahmeregelung, muss Dritten auf einer solchen Übertragungsleitung kein Netzzugang gewährt werden. Die Leitungskapazität wird zwar durch den Netzbetreiber bewirtschaftet, die Nutzung ist jedoch dem Investor vorbehalten. Die gewährten Ausnahmen sind zeitlich limitiert. Nach Ablauf der Frist geht die Leitung in das Eigentum der nationalen Netzgesellschaft über. Im Berichtsjahr gab es in der Schweiz eine Merchant Line an der italienischen Grenze. Zu dieser Merchant Line ist am 3. August 2020 das Urteil A-671/2015 des Bundesverwaltungsgerichts zum Umfang der vom diskriminierungsfreien Zugang Dritter ausgenommenen Kapazität ergangen. Darin wurde die Beschwerde der Betreiberin der Merchant Line teilweise gutgeheissen

und die Angelegenheit zur Neubeurteilung an die ElCom zurückgewiesen. Gegen dieses Urteil wurde seitens der Betreiberin der Merchant Line Beschwerde beim Bundesgericht erhoben. Das Beschwerdeverfahren war im Berichtsjahr noch hängig.

Die Diskussionen über die Erstellung einer zusätzlichen Merchant Line von der Schweiz nach Italien auf einem bestehenden, nicht mehr genutzten Trasse haben sich im Berichtsjahr wieder intensiviert. Es ist nicht ausgeschlossen, dass die ElCom im Folgejahr um die Gewährung einer Ausnahme vom Netzzugang als Merchant Line gemäss der Verordnung des UVEK über Ausnahmen beim Netzzugang und bei den anrechenbaren Netzkosten im grenzüberschreitenden Übertragungsnetz (VAN) ersucht wird.

7.4 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 Übertragungsnetz 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. Gemäss dem 2018 zwischen der ElCom und Swissgrid vereinbarten Verhältnis zur

Verwendung der Auktionserlöse wurden die Auktionserlöse 2019 zu 35 Prozent für den Erhalt und Ausbau des Übertragungsnetzes und zu 65 Prozent für die Reduktion der anrechenbaren Kosten verwendet; 2020 lagen diese Werte bei 45 bzw. 55 Prozent.

Im Berichtsjahr hat Swissgrid den Antrag auf die Verwendung der Auktionserlöse 2021 gestellt. Dabei beantragte sie, vom vereinbarten Verwendungsverhältnis von 55 Prozent für den Erhalt und Ausbau des Übertragungsnetzes und 45 Prozent für die Reduktion der anrechenbaren Kosten des Übertragungsnetzes abzuweichen. Begründet wurde dies mit erwarteten Entschädigungszahlungen aus den Deckungsdifferenzverfahren 2011 und 2012

sowie der Bewertungsanpassung 2. Die ElCom hat im Februar den Antrag abgelehnt und entschieden, dass am vereinbarten Verwendungsverhältnis festgehalten wird. Aufgrund der Corona-Pandemie hat Swissgrid im März ein Wiedererwägungsgesuch gestellt und beantragt, die Auktionserlöse 2021 ausschliesslich zur Reduktion der anrechenbaren Kosten zu verwenden. Diesem Antrag ist die ElCom aufgrund der ausserordentlichen Lage gefolgt.

Abbildung 18 zeigt, wie die an den Schweizer Grenzen erwirtschafteten Auktionserlöse zwischen 2016 und 2020 verwendet worden sind. Bei den Werten 2020 handelt es sich um eine Prognose, da die definitive Abrechnung bei Redaktionsschluss noch nicht vorlag.

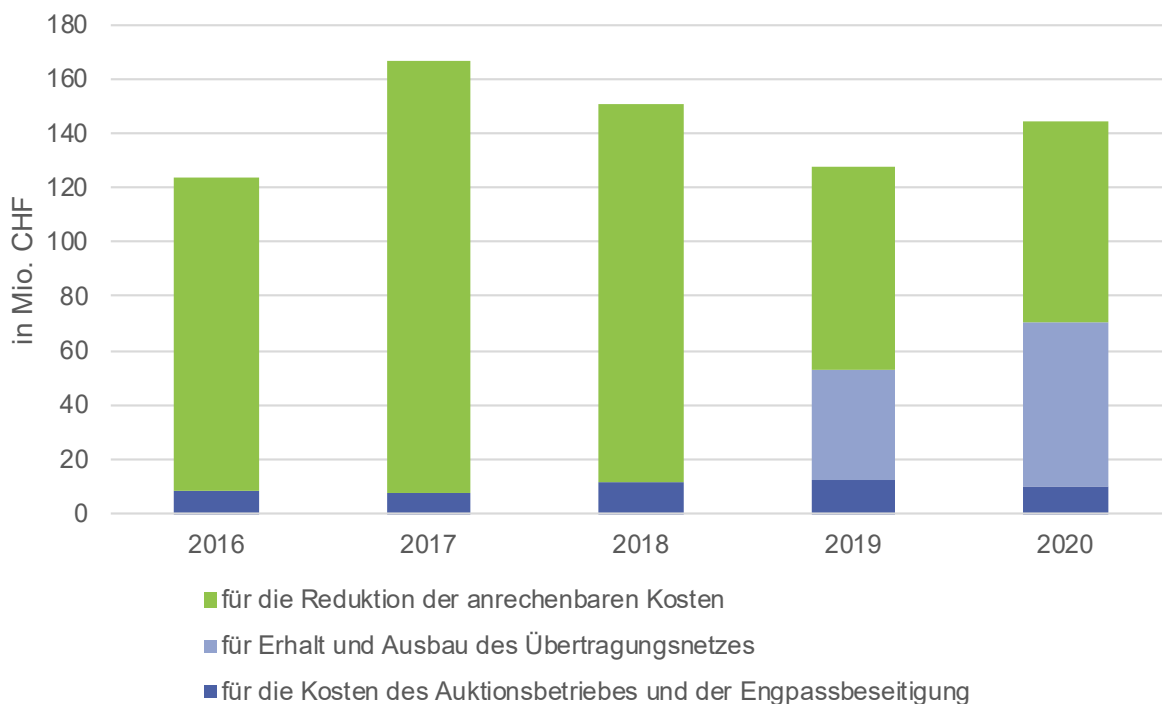


Abbildung 18: Verwendung der Auktionserlöse 2016–2020

7.5 Internationale Plattformen für Regelernergie

Regelernergie muss kurzfristige Schwankungen in Verbrauch und Erzeugung ausgleichen. Regelernergie ist damit ein zentraler Bestandteil der Stromversorgungssicherheit. Mit dem Dritten EU-Binnenmarktpaket werden systematisch die Beschaffung und Verwendung von Regelernergie übernational ausgedehnt. Es werden teils erhebliche Preisvorteile bei der Beschaffung (und damit letztlich für den Konsumenten) 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 (Frequency Containment Reserve FCR) und das Imbalance Netting (IN) sind bereits aktiv und werden teilweise angepasst. Die Plattform für Tertiäre Regelernergie (Replacement Reserve/Projekt TERRE) ist seit 6. Januar 2020 operativ, mit Go Live von Swissgrid im Oktober 2021. Die zwei verbleibenden Plattformen für den Austausch von sekundärer Regelernergie (aFRR, mFRR) sind noch in Entwicklung.

Am 27. Juni 2019 hat die FCR-Kooperation zwischen Übertragungsnetzbetreibern der Schweiz, Belgien, Deutschland, Frankreich, Österreich und den Niederlanden einen ersten und erfolgreichen Schritt in Richtung eines neuen Marktdesigns durch tägliche D-2 Auktionen für FCR gemacht. Die FCR-Kooperation stammt bereits aus der Zeit vor der Einführung der EU-Network Codes und ist nun die erste regionale Kooperation, die eine Marktharmonisierung unter der von der Guideline on Electricity Balancing (EBGL) vorgegebenen Methode realisiert. Die ElCom und weitere Regulatoren und Interessenvertreter wurden einbezogen. Diese Kooperation dient der Beschaffung von

Primärregelleistung, mit dem Ziel, nahezu die Hälfte der FCR-Kapazitäten im europäischen 50 Hertz-Synchronegebiet zu beschaffen, eine Reduktion von Beschaffungskosten zu erreichen sowie Eintrittsanreize für neue Regelleistungsanbieter und -technologien einzuführen.

In diesem Rahmen wurde ein komplexer Allokationsalgorithmus entwickelt, der verschiedene Preiszonen sowie Nebenbedingungen berücksichtigt, eine Grenzpreissystematik (marginal pricing) berechnet und die Produktlänge von einer Woche auf einen Tag verkürzt. Im Juli 2020 wurden Produktzeitscheiben von vier Stunden eingeführt. Zukünftig wird der Zeitpunkt des Marktschlusses noch näher an der Echtzeit liegen.

Für die Beteiligung der Schweiz an den drei Plattformen für RR/TERRE, aFRR und mFRR besteht ein gesetzlicher Vorbehalt der EU, wonach die EU-Kommission im Fall eines Risikos aus dem Plattformbetrieb und auf Basis von Stellungnahmen des 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 2018 getan. Die Entscheidung 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 bei 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.

7.6 Internationale Gremien

2020 war das erste Jahr der neuen EU-Kommission unter Präsidentin Ursula von der Leyen. Sie nahm am 1. Dezember 2019 als Nachfolgerin der Kommission Juncker ihre Arbeit auf.

Die EU ist weiterhin bestrebt, das Klimaübereinkommen von Paris (2015) zu konkretisieren, um die Treibhausgasemissionen bis 2030 zu reduzieren, so dass Europa bis 2050 zum ersten klimaneutralen Kontinent wird. Der europäische Green Deal von Dezember 2019 stellt mit dem von der Kommission am 27. Mai 2020 vorgelegten Aufbaupaket „Next Generation EU“ zusammen eine neue Wachstumsstrategie und Investitionsagenda für saubere Energie vor, um die wirtschaftliche Erholung Europas von der Corona-Pandemie anzukurbeln. Für die EU-Kommission gilt die Bewertung der Nachhaltigkeit und der Klimaneutralität als «do no harm» Prinzip. Deshalb müssen EU-Mitgliedstaaten u. a. kohärente Energie- und Klimapläne und umsetzbare Reformen der eigenen nationalen Energiemärkte einreichen. Die langfristige und digitale Umwandlung der europäischen Wirtschaft, Gesellschaft und des Energiesektors stellt für die EU eine weitere dringende Massnahme dar und ist zu konkretisieren.

Die Integration und Verstärkung des EU-Strombinnenmarkts im Zeitraum 2020-2030 wird in diesem Rahmen weitergeführt und soll zu Gunsten der Konsumenten, der Versorgungssicherheit sowie des Energiewandels dank erneuerbaren Energien und nachhaltiger Wirtschaft wirken. Die Organisation des EU-Strommarktes war bisher eher auf die Grosshandels-Märkte ausgerichtet.

Durch technologische Fortschritte sowie durch die 2019 revidierten oder neuen Ver-

ordnungen werden die Stromverteilnetze und -märkte vermehrt beeinflusst. Dazu zählen insbesondere die Verordnung (EU) Nr. 2019/943 und Richtlinie 2019/944 über den Elektrizitätsbinnenmarkt, die Verordnungen (EU) Nr. 2019/942 über die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER), die Verordnung (EU) Nr. 2019/941 über die Risikovorsorge im Elektrizitätssektor sowie die Richtlinie (EU) Nr. 2018/2001 zur Förderung und Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen.

Ferner sind die grenzüberschreitende und regionale Zusammenarbeit des Gassektors und dessen Integration und Komplementarität zum Stromsektor zu intensivieren: Die Gleichbehandlung aller Energieträger, um den Strom- und den Gasmarkt – etwa in Bezug auf die Besteuerung – ist auf die Dekarbonisierung auszurichten. Eine Überarbeitung des rechtlichen Rahmens der EU für den Gasmarkt ist 2021/2022 geplant, um die Sektorkopplung zwischen Gas und Elektrizität und deren Synergien als Teil der EU-Strategie für ein integriertes Energiesystem (Juli 2020) zu optimieren. Für die EU wird das künftige integrierte, vernetzte und flexible Energiesystem die Kosten für die Gesellschaft senken und effizientere Energieflüsse zwischen Verbrauchern und Erzeugern sowie lokale Lösungen mit erneuerbarem Strom unterstützen.

Der EU-Green-Deal enthält weitere wichtige Elemente. Dazu zählen Energieeffizienz-Massnahmen, eine Verbesserung des Verbraucherschutzes, die Minderung von Energiearmut sowie bessere Information der Verbraucher über ihre Möglichkeiten zur Interaktion mit dem Energiemarkt und über die Nachhaltigkeit der von ihnen verbrauchten Produkte.

Bis Juli 2022 müssen sogenannte «RCC – Regional Coordination Centers» eingeführt und die aktuellen «RSC – Regional Security Coordinators» wie Coreso oder TSCNet Services ersetzt werden, um ein sicheres, zuverlässiges und effizientes Stromsystem zu unterstützen sowie Kapazitätsberechnungen und Sicherheitsanalysen durchzuführen. Swissgrid ist derzeit Mitglied von TSCNet Services. Wie die Umwandlung von TSC als RSC zu RCC erfolgen soll und ob und unter welchen Bedingungen Swissgrid weiterhin Mitglied bleiben kann, wird Anfang 2021 entschieden.

Die unterschiedlichen EU-Gesetze, Initiativen, Reformen, Energie- oder Klimapläne tangieren möglicherweise auch den allfälligen Abschluss eines bilateralen Stromabkommens zwischen der Schweiz und der EU, welches im Jahr 2020 weiterhin auf Eis lag und aus Sicht der EU vom vorgängigen Abschluss eines institutionellen Rahmenabkommens abhängt. Die EU ermutigt ihre eigenen Mitgliedstaaten wie auch Drittländer, den ökologischen Wandel und die Energiewende u. a. durch Marktreformen zu beschleunigen.

Der neue ACER-Direktor Christian Zinglensen ist seit 1. Januar 2020 für ein fünfjähriges Mandat im Amt. In der «ACER Electricity Working Group» und deren Untergruppen besitzt die ElCom Beobachterstatus. In diesen Gremien wie auch in den Regionalgruppen, welche die Netzwerkcodes der EU umsetzen, koordiniert und vertritt die ElCom die Interessen der Schweiz soweit möglich, obwohl sie an Projekten wie dem Single Intraday Coupling (SIDC) nicht beteiligt ist. Diese Zusammenarbeit mit ACER hat unter dem Blickwinkel der Sicherheit des Schweizer Netzes vorrangige Bedeutung und geschah 2020 Corona-bedingt wie bei anderen Gre-

mien fast ausschliesslich durch elektronische Mittel anstatt physische Treffen.

Seit 2012 besitzt die ElCom im Rat der europäischen Energieregulierungsbehörden (CEER), der vor 20 Jahre geschaffen wurde, Beobachterstatus. CEER ist wie ACER bestrebt, die Rolle der Regulatoren zu verstärken. Zudem unterstützt CEER die Umsetzung der EU-Gesetze für die Gas- und Elektrizitätssektoren, den «European Green Deal» sowie die Sektorkoppelung von sich ergänzenden Gas- und Elektrizitätsenergien. Dies soll zur langfristigen Dekarbonisierung der europäischen Wirtschaft beitragen. Diese Aktivitäten sind Hauptelemente der CEER Strategie 2019-2021.

Um die Unsicherheiten des Brexits zu überwinden hat CEER dem Regulator des Vereinigten Königreiches (Ofgem) einen besonderen Status verliehen, in dem Ofgem weiterhin als volles Mitglied mit Stimmrecht behandelt wird.

2020 beteiligte sich die ElCom wie bisher zusammen mit dem BFE und Swissgrid an den Arbeiten des Pentalateralen Energieforums (PLEF) zur Gewährleistung der Netzsicherheit im Winter und der Verteilung von Redispatchkosten. Sie nimmt an den Diskussionen über die Weiterentwicklung des Kapazitätsmanagements an der italienischen Nordgrenze teil. Die ElCom ist zudem Beobachterin beim Europäischen Forum für Elektrizitätsregulierung, dessen einzige Zusammenkunft im Jahr 2020 per Telekonferenz stattgefunden hat und der Herausforderung der europäischen Energiebinnenmarktintegration gewidmet war. Im Rahmen des «OECD Network of Economic Regulators» (NER), das u. a. erneut die Unabhängigkeit der Regulatoren bewertet und die Konsequenzen der Corona-Pandemie näher verfolgt, war die ElCom kaum aktiv.

8 Ausblick

Der Bundesrat hat am 11. November 2020 beschlossen, die Revision des Energiegesetzes und des Stromversorgungsgesetzes zu einem Mantelerlass unter dem Namen «Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien» zusammenzuführen. Er hat das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) beauftragt, ihm die Botschaft bis Mitte 2021 vorzulegen. Für die ElCom ist es ein zentrales Anliegen, dass in diesen Erlassen die Rahmenbedingungen für den Erhalt eines substantiellen Anteils der heutigen inländischen Elektrizitätsproduktion im Winterhalbjahr nach dem Wegfall der Kernenergie geregelt werden.

Im internationalen Kontext stehen zahlreiche Herausforderungen bevor: Die flussbasierte Markt-Kopplung in der Central-West-Region wird ausgerollt auf Zentraleuropa, Italien schliesst sich der europäischen Plattform für den untertäglichen Handel (XBID) an und die internationalen Plattformen für den Austausch von Regelenergie erhöhen die Volumina nah bei Echtzeit. Die Volatilität im Transportnetz und die Anforderungen an die Koordination beim Verbundbetrieb nehmen dadurch in den nächsten Jahren zu. Die Schweiz ist aufgrund ihrer geografischen Lage und der starken elektrischen Anbindung an die grossen Märkte in Kontinentaleuropa von diesen Entwicklungen stark betroffen. Die ElCom unterstützt Swissgrid bei den Verhandlungen für die Berücksichtigung des Schweizer Netzes in der internationalen Optimierung. Da die Importverfügbarkeit zunehmend von politischen Entscheidungen im

Ausland abhängig ist, sieht die ElCom weiterhin Handlungsbedarf zur Sicherstellung der inländischen Winterproduktion.

2021 wird die IT-Infrastruktur der ElCom für die verschiedenen jährlichen Erhebungen bei den Netzbetreibern abgelöst und erneuert. Mit dem Projekt EDES wird das bisherige Dateneinlieferungssystem durch eine modernere und effizientere Variante ersetzt. Dazu gehören unter anderem eine neue Technologie als Ersatz für die heutigen Excel-Formulare und der Einsatz von webbasierten Formularen, mit denen über eine Schnittstelle Daten geliefert werden können. Hinzu kommt ein neues Portal für die Stammdatenverwaltung und die Dateneinlieferungen. Schliesslich erhält die Strompreiswebsite ein aufgefrischtes Design.

Auch 2021 werden die hohen Unterdeckungen ein wichtiges Thema sein. Die ElCom hat bekräftigt, dass keine Unterdeckungen zum Zweck der Reservebildung aufgebaut oder dass Deckungsdifferenzen nicht als Finanzierungsinstrument oder zum Zweck der Gewinnabschöpfung missbraucht werden dürfen. Nach wie vor ist der Bestand der Unterdeckungen mit 1.5 Milliarden Franken viel zu hoch; die ElCom prüft deshalb für 2021 weitere Massnahmen.

Für das Jahr 2021 wird die Botschaft zum Gasversorgungsgesetz erwartet. Auch dazu wird sich die ElCom im Rahmen der Konsultationsverfahren einbringen. In der Vernehmlassungsvorlage vom Herbst 2019 war vorgesehen, dass die ElCom in «Eidg.

Energiekommission, EnCom» umbenannt werden und auch die Einhaltung des Gasversorgungsgesetzes überwachen soll. Die ElCom hält es für wichtig, dass die Sektorkopplung zwischen Strom und Gas wie im Ausland durch eine kongruente Regulierungs- und Aufsichtspraxis weiter vorangetrieben werden kann.

Aufgrund der in der Schweiz bestehenden gesetzlichen Grundlage betreffend Markttransparenz und -integrität ist der ElCom nur ein beschränkter Einblick in das Marktgeschehen möglich. Dementsprechend können Marktentwicklungen nur teilweise untersucht werden und die Möglichkeiten, Systemausfälle durch Marktmanipulationen aufzudecken und zu verhindern, sind begrenzt. Gerade im Hinblick auf die mögliche vollständige Marktöffnung ist ein transparenter, fairer und nachvollziehbarer Marktpreis wichtig. Dafür wäre es notwendig, wie auch schon im Finanzbereich seit langem etabliert, ein Verbot von Marktmanipulation und Insiderhandel im Elektrizitätsgrosshandel in der Schweiz sowie die diesbezüglichen Kooperationsmöglichkeiten mit benachbarten Regulierungsbehörden einzuführen. Die im Jahr 2021 anstehende Revision des StromVG bietet eine Gelegenheit, dies zu tun.

9 Über die ElCom



Die Kommission von links nach rechts: Dario Marty, Laurianne Altwegg (Vizepräsidentin), Werner Luginbühl (Präsident), Felix Vontobel, Katia Delbiaggio, Sita Mazumder, Andreas Stöckli

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 wettbewerbsorientier-

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

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 630

Anzahl Netzebenen: 7

Kilometer Stromnetze: Netzebene 1 – rund 6'720 km | Netzebene 3 – rund 8'840 km | Netzebene 5 – rund 46'999 km | Netzebene 7 – rund 149'000 km (Freileitungen und Kabel, inkl. Hausanschlüsse)

Transformatoren: Netzebene 2 – 147 | Netzebene 4 – 1'153 | Netzebene 6 – rund 60'000 (inkl. Masttrafos)

Umsatz total Netznutzungsentgelte: 3.5 Mia. Franken

Jährliche Investitionen: rund 1.4 Mia. Franken

Jährlicher Stromkonsum: 54 TWh

Produktion: 60,5 TWh

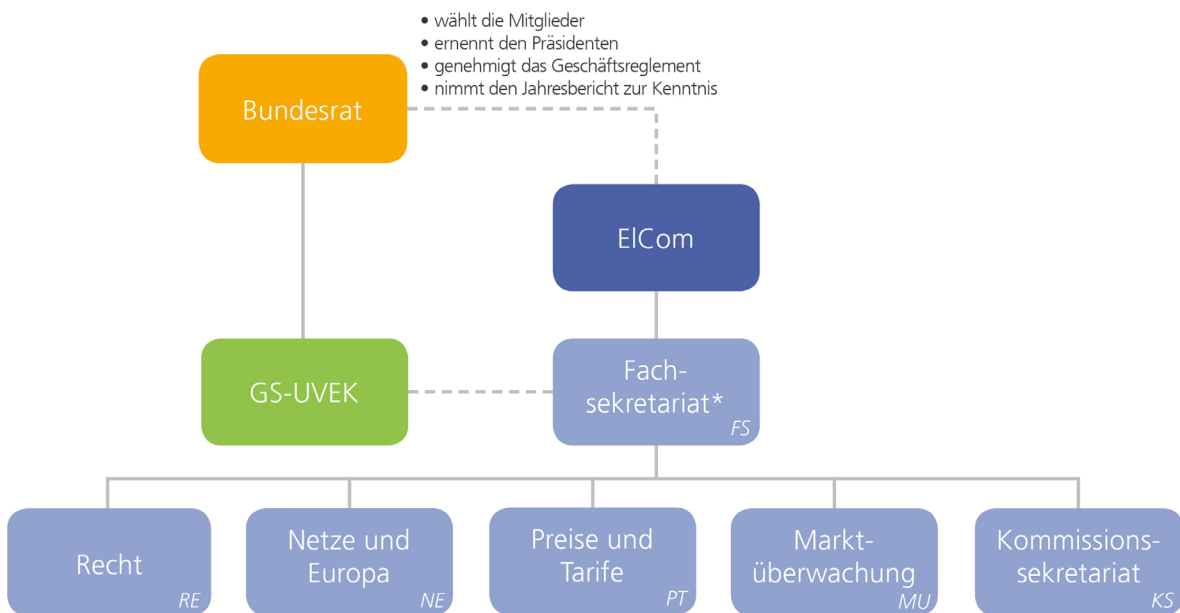
Stromimport: 23,6 TWh | **Stromexport:** 30 TWh

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.

9.1 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 19: Das Organigramm der ElCom

9.1.1 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:

- Werner Luginbühl (seit 2020): Altständerat

Vizepräsidentin:

- Laurianne Altwegg (seit 2015): lic. en science politique, Verantwortliche für Energie, Umwelt & Landwirtschaft beim Westschweizer Konsumentenbund FRC

Mitglieder:

- Dario Marty (seit 2018): Dipl. El. Ing. FH, ehem. Geschäftsführer ESTI

- Sita Mazumder (seit 2018): Dr. oec. publ., Professorin für Wirtschaft und Informatik am Departement Informatik der Hochschule Luzern
- Andreas Stöckli (seit 2019): Dr. iur., Rechtsanwalt, Professor für Staats- und Verwaltungsrecht an der Universität Freiburg
- Katia Delbiaggio (seit 2020): Dr. rer. pol., Professorin für Volkswirtschaft am Departement Wirtschaft der Hochschule Luzern
- Felix Vontobel (seit 2020): Dipl. El. Ing. FH

Ausschüsse

Die Kommission arbeitete im Berichtsjahr in folgenden Ausschüssen:

Preise und Tarife

- Katia Delbiaggio (Vorsitz)
- Laurianne Altwegg
- Sita Mazumder
- Andreas Stöckli

Recht

- Andreas Stöckli (Vorsitz)
- Werner Luginbühl
- Lauriane Altwegg

Netze und Versorgungssicherheit

- Dario Marty (Vorsitz)
- Werner Luginbühl
- Lauriane Altwegg
- Katia Delbiaggio
- Felix Vontobel

Internationale Beziehungen

- Felix Vontobel (Vorsitz)
- Werner Luginbühl
- Dario Marty

Marktüberwachung

- Sita Mazumder (Vorsitz)
- Katia Delbiaggio
- Andreas Stöckli
- Felix Vontobel

Rücktritte und Neuwahl

Seit 1. März 2020 amtiert der langjährige Regierungs- und Ständerat Werner Luginbühl als Präsident der ElCom.

Im Berichtsjahr 2020 ist Christian Brunner als Kommissionsmitglied zurückgetreten. Der Elektroingenieur ETH war seit 2014 Mitglied der ElCom. Der Bundesrat hat als Ersatz Felix Vontobel ernannt. Vontobel ist ebenfalls Elektroingenieur und war von 1987 bis 2020 bei der Repower AG beschäftigt. Er hat sein Amt in der ElCom am 1. Juli 2020 angetreten.

Vertretung von Geschlechtern und Sprachregionen

In der ElCom sind im Berichtsjahr 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 Personen, Französisch und Italienisch jeweils eine Person.

9.1.2 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 31.12.2020 48 Mitarbeitende (inkl. drei Praktikanten) in Voll- oder Teilzeitpensum. Umgerechnet entspricht dies 39.5 Vollzeitstellen («Full time equivalents, FTE»). Von den Mitarbeitenden sind 18 Frauen und 27 Männer, was einem Frauenanteil von ca. 40 Prozent entspricht. Das Durchschnittsalter aller Mitarbeitenden beträgt 43.1 Jahre. Die Amtssprachen sind wie folgt vertreten (ohne PraktikantInnen):

- Italienisch: 2 Mitarbeitende
- Französisch: 7 Mitarbeitende
- Deutsch: 36 Mitarbeitende



Geschäftsführer des Fachsekretariates (48 Mitarbeitende)

Renato Tami
lic. iur., Rechtsanwalt
und Notar



Sektion Netze und Europa (10 Mitarbeitende)

Michael Bhend
Dipl. Ing. ETHZ



Sektion Preise und Tarife (15 Mitarbeitende)

Barbara Wyss
Dr. oec. publ.



Sektion Marktüberwachung (6 Mitarbeitende)

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



Sektion Recht (10 Mitarbeitende)

Nicole Zeller
lic. iur., Rechtsanwältin



Sektion Kommissionssekretariat (7 Mitarbeitende)

Simon Witschi
M.A.

9.2 Finanzen

Der ElCom stand im Berichtsjahr ein Budget von 12.6 Millionen Franken zur Verfügung. Effektiv ausgegeben wurden rund 12 Millionen Franken. Dieser Betrag deckte den gesamten Personal- und Betriebsaufwand der ElCom inklusive besonderer Zusatzausgaben im Zusammenhang mit der Ablösung bestehender IT-Systeme.

Den Ausgaben stehen Einnahmen in der Höhe von rund 6.5 Millionen Franken gegenüber, die von Swissgrid als Aufsichtsabgabe für die Zusammenarbeit der ElCom mit ausländischen Behörden sowie von den Parteien über Verfahrensgebühren finanziert wurden.

9.3 Veranstaltungen

ElCom-Forum 2020

Im Berichtsjahr musste das ElCom-Forum wegen der Corona-Pandemie abgesagt werden. Das nächste ElCom-Forum findet

am 5. November 2021 im Kultur- und Kongresszentrum Luzern statt.

Informationsveranstaltungen

Auch die üblicherweise im Frühling abgehaltenen Informations-Veranstaltungen für Netzbetreiber konnten aufgrund der Corona-Pandemie nicht in gewohnter Form durchgeführt werden. Als Alternative hat das Fachsekretariat die Präsentationen in drei Sprachen vertont und auf der Webseite der

ElCom allen Interessierten zur Verfügung gestellt. Es wurden Themen aus der Kostenprüfung, Kostenrechnung sowie zur Revision StromVG und EnG behandelt.

Workshop Marktüberwachung

Der jährlich stattfindende Workshop des Fachbereichs Marktüberwachung entfiel ebenfalls.

Am 28. Mai 2021 soll der nächste Workshop Marktüberwachung abgehalten werden.

10 Anhang

10.1 Geschäftsstatistik

Im Jahr 2020 sind insgesamt 138 neue Fälle eingegangen. Von diesen Fällen konnten bereits im Berichtsjahr 64 Fälle erledigt werden – dies entspricht einem Verhältnis bezogen auf das Eingangsjahr von 46 Prozent. Insgesamt konnten im Jahr 2020 240 Fälle erledigt werden. Im Jahr 2020 konnte damit der Überhang aus den Vorjahren, insbesondere aus dem Jahr 2017, erneut massiv abgebaut werden. Bei den einfachen Anfragen handelt es sich um Anfragen, welche über das Kontaktformular der ElCom-Website 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 2020 sind 440 solche einfachen Anfragen eingegangen. Diese konnten – bis auf 18 Anfragen – ebenfalls vollständig abgearbeitet werden (96 Prozent). Insgesamt wurden im Berichtsjahr 61 Verfügungen erlassen. Ein erheblicher Teil davon entfällt auf Gesuche für Netzverstärkungen.

Art des Geschäfts	Übertrag aus Vorjahren ¹	Eingang 2020	Erledigt 2020	Übertrag ins 2021
Spezifische Eingaben Tarife	36	8	13	31
Netzverstärkungen	29	55	55	29
Restliche Fälle	240	75	172	143
Total	305	138	240	203
Einfache Anfragen	14	440	436	18
Total inkl. einfache Anfragen	319	578	676	221

¹ Aufgrund einer neuen Datenerhebungsmethode ist der Übertrag im Vergleich zu den Vorjahren grösser.

Tabelle 7: Geschäftsstatistik 2020 der ElCom

10.2 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 13 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.

10.3 Publikationen

Weisungen

24.03.2020	Kostenrechnung: Einreichung und nachträgliche Anpassung
26.03.2020	WACC Produktion

Mitteilungen

18.03.2020	Verhalten dezentraler Energieerzeugungsanlagen bei Abweichungen von der Normfrequenz – Nachrüstung bestehender Anlagen Retrofit 2
07.04.2020	FAQ im Zusammenhang mit dem Coronavirus
28.04.2020	Algorithmischer Handel
05.05.2020	Vereinbarung ElCom, ESTI und BFE bei PGV und SÜL
05.05.2020	Berechnung des Mehrkostenfaktors gemäss LeV
05.05.2020	Berechnung des Mehrkostenfaktors (MKF) – Tabelle MKFactory
05.05.2020	Anwendung von Artikel 15c EleG im Rahmen des PGV
07.07.2020	Revision EnG Vernehmlassung ElCom
04.09.2020	Praxismodell Eigenverbrauch
26.08.2020	Fragen und Antworten zur Energiestrategie 2050

Berichte und Studien

27.02.2020	Grundlagenpapier Winterproduktion
18.05.2020	Markttransparenz 2019 – Bericht der ElCom
26.05.2020	Berücksichtigung des Schweizer Netzes in der Kapazitätsberechnung der EU
27.05.2020	Studie Auswirkung der Corona-Pandemie auf die europäische Last
06.06.2020	Tätigkeitsbericht der ElCom 2019
17.06.2020	Schlussbericht ElCom System Adequacy 2030
24.06.2020	Analyse der negativen Preise für die Schweiz, Frankreich und Deutschland zwischen 1. Januar 2015 und 31. Mai 2020
30.06.2020	Bericht Regelleistung und Regelenergie 2019
28.08.2020	Stromversorgungssicherheit der Schweiz 2020

10.4 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
CEP	Clean Energy Package
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)

EEX	European Energy Exchange
EIV	Einmalvergütung
ElCom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
Endverbraucher	Kunden, die Elektrizität für den eigenen Verbrauch kaufen. Ausgenommen hiervon ist der Elektrizitätsbezug für den Eigenbedarf eines Kraftwerkes sowie für den Antrieb von Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken.
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
EPEX / EPEX Spot	European Power Exchange / Europäische Strombörse
ESTI	Eidgenössisches Starkstrominspektorat
EU	Europäische Union
Europäischer Green Deal	Wachstumsstrategie der EU für eine nachhaltige Wirtschaft
FCR	Frequency controlled normal operation reserve
FINMA	Eidgenössische Finanzmarktaufsicht
HS	Hochspannung
ICT	Information Communications Technology
IN	Inbalanced Netting
KEV	Kostendeckende Einspeisevergütung
KKW	Kernkraftwerk

IDM / IDM CH	Index Intraday Market / Intraday Market Index Schweiz
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.)
MS	Mittelspannung
MVA	Megavoltampere
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.
NextGenerationEU	Zeitlich befristeter Aufbauplan der EU zur Behebung der durch die Corona-Pandemie entstandenen Schäden
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: 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.
SIDC	Single Intraday Coupling
SKI	Strategie zum Schutz kritischer Infrastrukturen
STOR	Suspicious Trading and Order Report
Strang-km	Ein Leitungsstrang (Strang-km) besteht aus mehreren Leitern (z. B. 1 km mit 3 Pol- bzw. Einzelleitern = 1 km). Bei Kabellösungen 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.
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