



Tätigkeitsbericht der ElCom 2021



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

Patrice Bachmann (Seite 1, 86)
ElCom / www.bildkultur.ch (Seite 4, 9, 72, 76)
Patrick Schilling (Seite 10)
Axpo Holding AG (Seite 22)
BKW Energie AG (Seite 34)
Pixabay (Seite 52, 61)

Auflage

D: 40, F: 20, I: 10

Erscheint in deutscher, französischer, italienischer und englischer Sprache · 6/2022

Inhaltsverzeichnis

1	Vorwort des Präsidenten	4
2	Interview mit dem Geschäftsführer	8
3	Versorgungssicherheit	10
3.1	Einleitung.....	10
3.2	Berichte zur Versorgungssicherheit.....	10
3.2.1	Versorgungssicherheit im Winter: Auslegeordnung zu den Importrisiken.....	11
3.2.2	Stromversorgungssicherheit Schweiz 2025 - «Analyse zur Stromzusammenarbeit CH – EU».....	11
3.2.3	Überwachung der Versorgungssicherheit und Antrag der ElCom an den Bundesrat nach Artikel 22 Absatz 4 StromVG.....	11
3.2.4	Netzzeitige Massnahmen für die Sicherstellung der kurz- und mittelfristigen Versorgungssicherheit und der Netzstabilität; Bericht zuhanden UVEK / Bundesrat.....	12
3.2.5	Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerk.....	13
3.3	Die Versorgungssicherheit im Rück- und Ausblick.....	13
3.3.1	Rückblick auf den Winter 2020/2021.....	13
3.3.2	Sonstige Vorfälle im Jahresverlauf.....	14
3.3.3	Situation im Winter 2021/2022.....	14
3.4	Ungeplante Flüsse.....	15
3.5	Cyber-Sicherheit.....	16
3.6	Qualität der Versorgung.....	17
3.6.1	Verfügbarkeit des Netzes.....	17
3.6.2	Importkapazität.....	18
3.6.3	Exportkapazität.....	19
3.6.4	Nachrüstung dezentraler Energieerzeugungsanlagen.....	19
3.7	Systemdienstleistungen.....	20
4	Die Netze	22
4.1	Fakten und Zahlen der Schweizer Stromnetze.....	22
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.....	28
4.3	Investitionen in Netzinfrastruktur.....	29
4.3.1	Investitionen ins Übertragungsnetz.....	29
4.3.2	Investitionen ins Verteilnetz.....	30
4.3.3	Kalkulatorischer Zinssatz WACC Netz.....	30
4.4	Netzverstärkungen.....	31
4.5	Nationale Netzgesellschaft.....	33
5	Der Schweizer Strommarkt	34
5.1	Struktur der Schweizer Netzbetreiber.....	34
5.2	Marktzugang und Wechselrate.....	35
5.3	Tarife Übertragungsnetz.....	37
5.4	Tarife Verteilnetz.....	38
5.5	Einreichung der Kostenrechnungen und Tarife mit EDES.....	44
5.6	Prüfungen zu Tarifen.....	44
5.7	Sunshine-Regulierung.....	47
5.8	Messwesen.....	48
5.9	Entflechtung.....	49
5.10	Unterdeckungen.....	49
5.11	ZEV, Praxismodell, KEV, Rückliefervergütung.....	50
6	Marktüberwachung	52
6.1	Markttransparenz im Stromgrosshandel.....	52
6.2	Marktüberwachung 2021 in Zahlen.....	54
6.3	Stark steigende Preise in der EU und in der Schweiz.....	55
6.4	Analyse der Schweizer Grenzen, 2018 – 2021.....	58
6.5	Empfehlungen der ElCom in Bezug auf die Meldung von Insider-Informationen.....	59
7	Internationales	61
7.1	Engpassmanagement.....	62
7.2	Merchant Lines.....	65
7.3	Auktionserlöse.....	65
7.4	Internationale Plattformen für Regelenergie.....	67
7.5	Internationale Gremien.....	68
8	Ausblick	70
9	Über die ElCom	72
9.1	Organisation und Personelles.....	74
9.1.1	Kommission.....	74
9.1.2	Fachsekretariat.....	75
9.2	Finanzen.....	77
9.3	Veranstaltungen.....	77
10	Anhang	78
10.1	Geschäftsstatistik.....	78
10.2	Sitzungsstatistik.....	78
10.3	Publikationen.....	79
10.4	Glossar.....	80

1 Vorwort des Präsidenten



Werner Luginbühl
Präsident der ECom

Das Jahr 2021 darf wohl als jenes bezeichnet werden, in dem eine breite Öffentlichkeit in unserem Land zur Kenntnis genommen hat, dass eine sichere Elektrizitätsversorgung in der Zukunft kein Selbstläufer sein wird. Zu den bereits bekannten mittelfristigen Herausforderungen nach Ausserbetriebnahme der Kernkraftwerke in der Schweiz kamen nach dem europapolitischen Entscheid des Bundesrates neue Ungewissheiten bezüglich dem künftigen Importpotenzial hinzu. Im Verlaufe der zweiten Jahreshälfte brachte die russische Exportstrategie auf den europäischen Gas- und Elektrizitätsmärkten zusätzliche Unsicherheiten und grosse Turbulenzen.

Neben diversen Aktivitäten wie der Beantwortung von Publikumsfragen zum Eigenverbrauch, Entflechtungsvorgaben oder Speichern führte die ECom verschiedene Verfahren durch. Dazu zählen Verfahren über eine individuelle Tarifprüfung und weitere Tarifprüfungen sowie zur Durchschnittspreisermittlung oder zur Höhe der Rückliefervergütung für erneuerbare Energien. Ausserdem widmete sich die ECom mehreren Projekten wie etwa verstärkten Aktivitäten zur

Bereinigung der Situation der hohen Unterdeckungen und der Implementierung einer neuen IT-Infrastruktur für die Datenlieferungen der Netzbetreiber.

Personelles

Am 1. November 2021 übernahm Dr. Urs Meister die Leitung des wissenschaftlichen Fachsekretariats der ECom. Urs Meister befasst sich seit Jahren vertieft mit rechtlich-regulatorischen sowie marktlichen Entwicklungen im Strom- und Gasbereich und verfügt nach Auffassung der Kommission über beste Voraussetzungen für diese Leitungsfunktion.

Urs Meister trat die Nachfolge von Renato Tami an, der das Fachsekretariat seit der Gründung der ECom geleitet hatte. Renato Tami leistete in der ECom langjährige konsequente Aufbau- und Konsolidierungsarbeit. Es ist massgeblich seinem Engagement zu verdanken, dass die ECom heute bei der Branche, bei Konsumentinnen und Konsumenten über eine breite Akzeptanz und eine gute Reputation verfügt. Diese Leistung verdient ein hohes Mass an Anerkennung und grossen Dank.

Versorgungssicherheit

Aus Sicht der Versorgungssicherheit war der Winter 2020/2021 entspannt. Kritischer präsentierte sich die Situation im Herbst/Winter 2021. Infolge des Preisanstieges von Gas stiegen die Strompreise im Jahresverlauf kontinuierlich an. Die Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke war unterdurchschnittlich. In der Folge waren über die Weihnachtstage in den europäischen Märkten Rekordpreise zu verzeichnen.

Aufgrund dieser starken Preissteigerungen hat sich in der Weihnachtswoche 2021 ein Marktteilnehmer mit einer Anfrage für eine temporäre Liquiditätsunterstützung über die ECom an den Bund gewandt. Auslöser des

Problems waren unter anderem die hohen Sicherheitsleistungen, welche verschiedene europäische Energieunternehmen wegen der angespannten Energiemärkte zur Deckung der Differenz von Transaktionspreis und aktuelle Marktwert erbringen mussten.

Seitens der ElCom wurden vor und nach Weihnachten umfangreiche Abklärungen betreffend Systemrelevanz, Vernetzung mit Dritten, Weiterführung kritischer Funktionen im Falle einer Insolvenz usw. durchgeführt.

Aufgrund der nach Weihnachten einsetzenden Entspannung auf wichtigen Märkten wurde das Gesuch um Liquiditätsunterstützung am 3. Januar 2022 zurückgezogen.

Infolge der Ereignisse prüft der Bund kurzfristige Massnahmen innerhalb des geltenden Rechts, um bei einer Wiederholung rasch reagieren zu können, sowie langfristig, ob es neue Regeln oder Vorgaben in diesem Bereich braucht, um solche Situationen in Zukunft möglichst zu verhindern.

Mögliche Massnahmen könnten z. B. darauf abzielen, die Systemrelevanz einzelner Unternehmen zu reduzieren. Etwa indem der Weiterbetrieb potenziell systemkritischer Funktionen auch im Falle einer Insolvenz bzw. einem Nachlassverfahren sichergestellt ist.

Unter Leitung der ElCom beobachten die Behörden des Bundes im Austausch mit der Branche die Entwicklung der Stromversorgungssituation in der Schweiz sehr aufmerksam. Eine unmittelbare Gefährdung der Versorgungssicherheit konnte Ende 2021 für die verbleibende Winterzeit nicht festgestellt werden. Die Verfügbarkeit von Kraftwerken in der Schweiz, Deutschland und Italien scheint ausreichend und die Schweiz verfügt über genügend Importkapazitäten.

Am Handlungsbedarf auf mittlere Sicht hat sich wenig geändert. Gemäss Energieperspektiven ist im Winterhalbjahr bis 2050 von einer Verdoppelung, zweitweise sogar von einer Verdreifachung (> 15 TWh) des Importbedarfs auszugehen. Importe von mehr als 10 TWh führen zu einem Systembetrieb am Limit, was mit Blick auf die Relevanz der Stromversorgung auf alle Lebensbereiche keine Option sein kann. Zudem bestehen aus heutiger Optik keine ausreichenden Sicherheiten, dass genügend Strom importiert werden kann.

Die ElCom hat diese Bedenken im Frühjahr 2021 in einem Bericht zusammengefasst und den beiden Fachkommissionen der Eidg. Räte UREK-S/N im Rahmen von Anhörungen präsentiert.

Frontier-Studie / Abbruch Verhandlungen über Rahmenabkommen / Antrag gem. Art. 9

Im April 2021 wurde die sogenannte Frontier-Studie fertiggestellt, welche die ElCom zusammen mit dem Bundesamt für Energie (BFE) und dem Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) in Auftrag gegeben hatte. In dieser Studie wurden zusätzliche Versorgungsrisiken untersucht, sollte ein Stromabkommen mit der EU nicht zu Stande kommen. Die Modellsimulationen der Frontier-Studie für das Jahr 2025 zeigen, dass es in einem Stressszenario mit deutlich reduzierten Importkapazitäten bereits ab 2025 zu Versorgungsengpässen in der Schweiz kommen kann.

Am 26. Mai 2021 hat der Bundesrat die Verhandlungen mit der EU über ein institutionelles Abkommen abgebrochen. Damit hat sich die Eintretenswahrscheinlichkeit dieses Stressszenarios deutlich erhöht. Ab diesem Zeitpunkt war klar, dass die Schweiz bezüglich Versorgungssicherheit neben dem mittel- und langfristigen Problem auch ein kurzfristiges Problem bekommen könnte.

Zeichnet sich eine erhebliche Gefährdung der Versorgungssicherheit ab, unterbreitet die ElCom gemäss Artikel 22 Absatz 4 StromVG dem Bundesrat Vorschläge für Massnahmen.

Am 10. Juni 2022 hat die ElCom den Bundesrat über die absehbare Entwicklung der Importrisiken informiert und beantragt, Vorbereitungsarbeiten für die Ergreifung von konkreten Massnahmen nach Artikel 9 StromVG in Angriff zu nehmen. Vorgeschlagen wurden Massnahmen in drei Bereichen:

- Vorgezogene Realisierung der Hydro-Reserve basierend auf bestehenden Wasserkraftwerken
- Rasche Realisierung des Effizienzpotenzials
- Vorbereitung der Realisierung von Spitzenlast-Gaskraftwerksreserven

Gestützt auf diese Vorschläge hat der Bundesrat die ElCom eine Woche später aufgefordert, ein «Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerk» zur Sicherstellung der Netzsicherheit zu erarbeiten und Ende November 2021 dem Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) bzw. Bundesrat zu unterbreiten.

Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerke

Das Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerk wurde auf der Grundannahme erarbeitet, dass solche Kraftwerke nur zur Sicherstellung der Versorgungsstabilität in ausserordentlichen Notsituationen eingesetzt würden. Diese Re-

serven haben den Charakter von Notstromaggregaten und dürften entsprechend selten in Betrieb sein. Das Konzept adressiert daher in erster Linie ein Schweiz-spezifisches Versorgungsrisiko. Nicht im Fokus stand eine Absicherung gegen geopolitische Risiken, etwa mit einer Gasmangellage in ganz Europa.

Im Hinblick auf die Dimensionierung der Reserve wurden die probabilistischen Rechnungen für 2025 auf Basis der bereits vorliegenden Frontier-Studie vertieft. Dabei zeigt sich, dass im Extremfall über mehrere Wochen ein Strommangel herrschen kann, wobei die fehlende Kraftwerksleistung stark variiert.

Ein kombinierter Einsatz von Reservegaskraftwerken mit der Hydroreserve stellte sich als die effizienteste Lösung heraus. Aufgrund des begrenzten Speichervolumens verfügt die Hydroreserve zwar nur über beschränkte Energie, hingegen kann sie durch die Verteilung auf verschiedene Anlagen kurzzeitig grosse Leistungsspitzen abdecken. Durch die Kombination mit einer Gaskraftwerksreserve kann die «Durchhaltefähigkeit» der Hydroreserve wesentlich verlängert und damit optimiert werden – ohne dass die Hydroreserve unverhältnismässig gross dimensioniert wird. Umgekehrt kann die Gaskraftwerksleistung minimiert werden.

Die notwendigen Investitionen für zwei Gasturbinenkraftwerke mit einer Gesamtleistung

von 1'000 Megawatt belaufen sich auf rund 700 Millionen Franken. Die gesamten jährlichen Fixkosten für die Vorhaltung dieser Kraftwerke betragen ca. 65 Millionen Franken. Umgelegt auf die jährlich verbrauchte Energiemenge der Schweiz ergibt dies einen Zuschlag von ca. 0.1 Rappen pro Kilowattstunde.

Mit der Vorhaltung einer Energiereserve im Rahmen der bestehenden Speicherkraftwerke in Kombination mit zusätzlicher Energie aus Gaskraftwerken von bis zu 1'000 Megawatt lässt sich aus Sicht der ElCom die Resilienz der Stromversorgung substanziell und rechtzeitig verbessern, insbesondere mit Blick auf die per 2025 identifizierten Risiken. Die Wahrscheinlichkeit, viel einschneidendere Bewirtschaftungsmassnahmen nach Landesversorgungsgesetz ergreifen zu müssen, lässt sich damit deutlich reduzieren.

Ich wünsche Ihnen bei der Lektüre des vorliegenden Tätigkeitsberichts interessante Einblicke in die vielfältigen Aktivitäten und Aufgaben der ElCom.



Werner Luginbühl
Präsident der ElCom

2 Interview mit dem Geschäftsführer

Dr. Urs Meister steht seit November 2021 an der Spitze des Fachsekretariats der ElCom. Sein Einstieg fiel in eine bewegte Zeit.

Herr Meister, im Jahr 2021 war das Thema Stromversorgungssicherheit stark im Fokus des öffentlichen Interesses. Die ElCom warnt aber nicht erst seit diesem Jahr vor möglichen Versorgungsengpässen. Was ist passiert?

Die ElCom hat bereits in früheren Jahren auf die Unsicherheiten im Zusammenhang mit dem wachsenden Importbedarf und die Versorgungsrisiken in den Wintermonaten hingewiesen. Im letzten Jahr sind neue Unsicherheiten hinzugekommen, nachdem die Verhandlungen mit der EU über ein institutionelles Abkommen abgebrochen wurden. Damit wurde klar, dass es für die nächsten Jahre keine Stromabkommen geben würde und ein Worst Case-Szenario nicht mehr ausgeschlossen werden kann. Ohne Stromabkommen drohen empfindliche Einschränkungen beim grenzüberschreitenden Stromhandel. Modellsimulationen haben gezeigt, dass es in Stressszenarien bereits ab 2025 zu Versorgungsengpässen in der Schweiz kommen kann.

Der Bundesrat hat der ElCom daraufhin den Auftrag erteilt, ein «Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerk» zu erstellen. Die ElCom ist grundsätzlich technologie-neutral – wieso empfiehlt sie dennoch diese Technologie?

Die ElCom setzt sich grundsätzlich für einen technologie- und wettbewerbsneutralen Rahmen ein. Der Auftrag des Bundesrates ergibt sich aus den besonderen Umständen: Einerseits hat mit der oben beschriebenen Entwicklung die Dringlichkeit eines Zubaus von Kraftwerken zugenommen. Es braucht Kraftwerke, die schnell realisiert werden können und bereits Mitte der 2020er Jahre bereitstehen. Ein derart rascher Ausbau ist weder bei den neuen erneuerbaren Energien noch bei der Wasserkraft realistisch. Ander-

seits sollen diese Kraftwerke lediglich als Reserve dienen. Aus ökonomischer Sicht kommen dafür flexible, steuerbare Technologien mit verhältnismässig tiefen Investitionskosten in Frage. Gasturbinenkraftwerke können diese Anforderungen erfüllen.

Wie steht es um die Verhandlungen mit der EU? Wo stehen wir da? Was braucht die Schweiz, um auch weiterhin eine sichere Stromversorgung zu haben?

In Bezug auf ein umfassendes Stromabkommen zwischen der Schweiz und der EU herrscht derzeit Stillstand. Auf technischer Ebene, insbesondere zwischen den Übertragungsnetzbetreibern, finden dagegen Gespräche statt. Dabei geht es vor allem um die Bestimmung von grenzüberschreitenden Netzkapazitäten, die Minimierung von ungeplanten und damit destabilisierenden Stromflüssen über das Schweizer Netz sowie die Integration in die internationalen Regelleistungsmärkte. Ein allfälliges Zustandekommen von technischen Abkommen würde zweifellos zur Versorgungssicherheit beitragen. Allerdings können sie den Bedarf an zusätzlicher Produktionsfähigkeit im Inland nicht ersetzen. Schliesslich bestehen auch wachsende Unsicherheiten bei den Produktions- und damit Exportmöglichkeiten unserer Nachbarländer.

Ende des Jahres haben die Strompreise Rekordhöhen erreicht, nicht nur in der EU, sondern auch in der Schweiz. Wie kommt das und was bedeutet das für uns?

Die aktuell sehr hohen Strompreise im Grosshandel sind vor allem eine Folge der stark gestiegenen Gaspreise. Ob und in welchem Ausmass inländische Stromproduzenten profitieren können, hängt von ihren Absicherungsstrategien und der weiteren Preisentwick-

lung ab. Stromverbraucher am Markt müssen umgekehrt mit deutlich steigenden Kosten rechnen – ebenfalls abhängig von ihren Beschaffungs- bzw. Absicherungsstrategien. Mit zeitlicher Verzögerung wird diese Entwicklung auch die Endkunden in der Grundversorgung erreichen, da viele Verteilnetzbetreiber einen Grossteil ihres Stroms am Markt beschaffen. Die Preissteigerungen werden also je nach Beschaffungsstrategie der Stromversorger auch in den Tarifen für 2023 abgebildet. Für konkrete Aussagen zur Entwicklung der Preise ist es im Moment allerdings noch zu früh.

Ebenfalls Ende des Jahres hat ein Energieunternehmen ein Hilfe-Gesuch beim Bund eingereicht, weil es aufgrund der gestiegenen Strompreise in finanzielle Schieflage geraten war. Könnte die Versorgungssicherheit gefährdet werden, wenn eines der grossen Stromunternehmen in ernsthafte Schwierigkeiten geriete?

Mit einer Zahlungsunfähigkeit eines Unternehmens in der Energiewirtschaft geht nicht zwingend eine Gefährdung der Versorgungssicherheit einher. Ob ein Unternehmen «systemrelevant» ist, hängt nicht allein von der Grösse, sondern auch vom konkreten Geschäftsmodell und den damit verbundenen Rollen des Unternehmens im Strommarkt ab – etwa im Zusammenhang mit dem Einsatz und der Vermarktung von Kraftwerken. Und schliesslich spielt auch der spezifische marktliche Kontext eine Rolle. In einer angespannten Situation mit bereits ausserordentlich hohen Preisen und geringer Liquidität an den Märkten sind die Probleme eines einzigen Unternehmens womöglich kritischer für die Stabilität des gesamten Systems als in einer entspannteren Marktsituation. Ob und allenfalls welche neuen Regelungen es braucht, gilt es nun zu klären. Entsprechende Arbeiten wurden auf Seiten des Bundes eingeleitet. Die ECom und andere Stellen in der Bun-

desverwaltung koordinieren sich dabei eng und sind auch im Austausch mit der Branche.

Eine persönliche Frage zum Schluss: Was wünschen Sie sich als neuer Geschäftsführer der ECom für 2022?

Vorab würde ich mir eine Entspannung auf den Energiemärkten als Folge des Endes des Krieges in der Ukraine wünschen. Für die ECom wünsche ich mir, dass die Politik ihre Analysen und Empfehlungen weiterhin wahrnimmt und vor allem ernst nimmt. Dies nicht nur bei der Versorgungssicherheit, sondern auch bei den anderen Themen, wo die ECom engagiert ist. Schliesslich kann die ECom sowohl aufgrund ihrer praktischen Erfahrung als auch wegen ihrer Unabhängigkeit eine fundierte und glaubwürdige Expertise einbringen.



Urs Meister
Geschäftsführer der ECom

« Bereits ab 2025 kann es zu Versorgungsgapen in der Schweiz kommen. »

Persönlich freue ich mich, wenn die schwierigste Phase der Corona-Pandemie überstanden ist und ich wieder mehr direkten Kontakt und Austausch pflegen kann, sei es zu den Mitarbeitenden oder auch den VertreterInnen anderer Institutionen.

3 Versorgungssicherheit



Die Wasserkraft spielt eine bedeutende Rolle in der Stromversorgung der Schweiz. Hier der Lac d'Emosson im Wallis.

3.1 Einleitung

Die ElCom ist gemäss Stromversorgungsgesetz (StromVG, Artikel 22 Absatz 3 und 4) für die Überwachung der Versorgungssicherheit zuständig. Zeichnet sich mittel- oder langfristige 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 starker Zubau von Winterproduktionskapazitäten im Inland notwendig ist.

3.2 Berichte zur Versorgungssicherheit

Die ElCom hat auch in 2021 wieder eine Reihe von Fachberichten zur Entwicklung der Schweizerischen Versorgungssicherheit

erarbeitet. Nachfolgend werden diese Berichte kurz aufgeführt.

3.2.1 Versorgungssicherheit im Winter: Auslegeordnung zu den Importrisiken

Dieser Bericht zeigt auf, dass gemäss Energieperspektiven 2050+ im Winterhalbjahr bis 2050 von einer Verdoppelung, zweitweise sogar von einer Verdreifachung (>15 TWh) des Importbedarfs auszugehen ist. Ein Importbedarf im Winterhalbjahr von über 10 TWh während zwei Jahrzehnten kommt für die ElCom einem strukturellen Engpass gleich. Für eine existenzielle Infrastruktur wie die Stromversorgung, die in Echtzeit ausgeglichen sein muss, bedeutet dies einen Systembetrieb mit erheblichen Risiken.

Ein struktureller Importbedarf ist sowohl wegen der abnehmenden Exportbereitschaft der Nachbarstaaten wie auch mit Blick auf die EU-weiten Optimierungen der Märkte kritisch. Importe von mehr als 10 TWh führen zu einem Systembetrieb am Limit, was mit Blick auf die Relevanz der Stromversorgung auf alle Lebensbereiche keine Option sein darf und die Position der Schweizer Stromwirtschaft (starkes Übertragungsnetz, flexibler KW-Park) schwächt.

3.2.2 Stromversorgungssicherheit Schweiz 2025 – «Analyse zur Stromzusammenarbeit CH – EU»

Zusammen mit dem Bundesamt für Energie BFE hat die ElCom eine «Analyse Stromzusammenarbeit CH – EU» in Auftrag gegeben. Darin werden die Auswirkungen verschiedener Szenarien einer Zusammenarbeit mit der EU analysiert.

In einem dieser Szenarien steht in der definierten Stresssituation in der Schweiz zu wenig Energie zur Verfügung. Durch die tiefen Importkapazitäten und die Energieknappheit im Winter sinken die Füllstände in den Speicherkraftwerken rasch ab. Kritisch wird die Situation Ende März. Im Durchschnitt könnte dann der inländische Strombedarf an mehreren Tagen nicht mehr gedeckt werden, es fehlen durchschnittlich einige Dutzend Gigawattstunden pro Jahr an Energie. Unter weiter verschärften Annahmen (zusätzliche Pro-

duktionsausfälle) könnte die Versorgung sogar wochenlang unterbrochen sein.

Am 26. Mai 2021 hat der Bundesrat die Verhandlungen mit der EU über ein institutionelles Abkommen abgebrochen. Es ist damit zu rechnen, dass deshalb auch das Stromabkommen nicht oder nicht innert nützlicher Frist zustande kommt. Die Resultate der Studie «Analyse Stromzusammenarbeit CH – EU» gewinnen damit an Bedeutung. Sie waren auch Grundlage für die vom Bundesrat Mitte Juni beschlossenen zusätzlichen Arbeiten zur kurz- und mittelfristigen Versorgungssicherheit, zum Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerk und zur Potenzialanalyse durch Effizienzsteigerungen bis 2025.

3.2.3 Überwachung der Versorgungssicherheit und Antrag der ElCom an den Bundesrat nach Artikel 22 Absatz 4 StromVG

Die Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom hat nach Artikel 22 Absatz 3 StromVG den Auftrag, die Entwicklung der Elektrizitätsmärkte im Hinblick auf eine sichere und erschwingliche Versorgung zu überwachen. Sollte sich mittel- oder langfristig

eine erhebliche Gefährdung der inländischen Versorgungssicherheit abzeichnen, hat die ElCom dem Bundesrat Vorschläge für Massnahmen nach Artikel 9 StromVG zu unterbreiten (Artikel 22 Absatz 4 StromVG).

Die ElCom hat den Bundesrat über die absehbare Entwicklung der Importrisiken informiert und dabei möglichen Handlungsbedarf geortet, insbesondere mit Blick auf die kritische Situation 2025. Aufgrund der aktuellen europäischen Entwicklungen, des zunehmenden Importbedarfs und der gleichzeitig zunehmenden Importrisiken (vgl. auch Kap. 3.2.2) hat die ElCom dem Bundesrat im Juni 2021 vorgeschlagen, die Vorbereitungen für die Erreichung von konkreten (produktions- wie auch verbrauchseitigen) Massnahmen nach Artikel 9 StromVG an die Hand zu nehmen.

Gestützt auf diese Vorschläge hat der Bundesrat die ElCom im Juni aufgefordert, zusammen

mit Swissgrid mögliche netzseitige Massnahmen zur Sicherstellung der kurz- und mittelfristigen Versorgungssicherheit sowie Netzstabilität zu erarbeiten (vgl. Kap. 3.2.4) und dem UVEK bis August 2021 zu unterbreiten.

Weiter hat der Bundesrat die ElCom gebeten, ein «Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerk» zur Sicherstellung der Netzsicherheit zu erarbeiten (vgl. Kap. 3.2.5) und dem Departement bzw. dem Bundesrat bis November 2021 zu unterbreiten. Zugleich hat das Departement eine Potenzialanalyse für Effizienzsteigerungen bis 2025 erarbeitet und gemeinsam mit dem Konzept der ElCom dem Bundesrat unterbreitet.

3.2.4 Netzseitige Massnahmen für die Sicherstellung der kurz- und mittelfristigen Versorgungssicherheit und der Netzstabilität; Bericht zuhanden UVEK / Bundesrat

Mit dem Entscheid zur Botschaft zum Mantelerlass vom 18. Juni 2021 hat der Bundesrat die ElCom aufgefordert, in Zusammenarbeit mit Swissgrid mögliche netzseitige Massnahmen zur Sicherstellung der kurz- und mittelfristigen Versorgungssicherheit sowie Netzstabilität zu erarbeiten und bis Ende August 2021 dem UVEK zu unterbreiten.

Im Rahmen dieser Arbeiten wurden folgende sechs Massnahmenpakete identifiziert, die mit Blick auf die potenziellen Probleme per 2025 weiter vertieft werden:

1. Internationale privatrechtliche Verträge zum Verbundbetrieb (SAFA)
2. Vorzeitiger Ersatz von Kuppeltransformatoren
3. Optimierung Unterhaltsarbeiten
4. Spannungserhöhungen Übertragungsnetz

5. Koordination Übertragungsnetz mit Netzebene 3
6. Anpassung Betriebskonzept

Die Evaluierung der Massnahmen zeigt, dass die wichtigsten kurzfristig wirksamen Massnahmen bereits ergriffen wurden oder sich in der Umsetzung befinden. Diese Massnahmen gilt es vor allem zu beschleunigen und wenn möglich noch vor 2025 zu realisieren. Die ElCom wird die zusätzlich identifizierten und oben aufgeführten Massnahmen gemeinsam mit Swissgrid und weiteren Akteuren der Branche vertiefen.

Deshalb empfiehlt die ElCom, die Vorbereitungsarbeiten für Massnahmen nach Artikel 9 StromVG (Effizienz, Gas-Reservekraftwerk, Hydro-Reserve) weiter fortzusetzen. Die entsprechenden Analysen und Vorschläge hat die ElCom Ende November dem UVEK unterbreitet.

3.2.5 Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerk

Am 18. Juni 2021 hat der Bundesrat die Botschaft zum «Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien» verabschiedet (Mantelerlass zur Änderung des Energie- und Stromversorgungsgesetzes). Zugleich hat er die ElCom aufgefordert, ein «Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerk» zu erarbeiten und bis im November 2021 dem UVEK zu unterbreiten. Das Konzept soll auch über die nötige Leistung, mögliche Standorte, Kosten, Finanzierung, Gasspeicherung sowie die Sicherstellung

der Klimaneutralität informieren. Das Konzept soll auf der Grundannahme beruhen, dass solche Spitzenlast-Gaskraftwerke nur zur Sicherstellung der Netzsicherheit in ausserordentlichen Notsituationen eingesetzt würden. Im Fokus steht in erster Linie eine Stromknappheit im Inland bzw. ein Versorgungsrisiko spezifisch in der Schweiz; dafür bieten Spitzenlast-Gaskraftwerke ein zusätzliches Sicherheitselement. Über das weitere Vorgehen wird der Bundesrat voraussichtlich 2022 entscheiden.

3.3 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.

3.3.1 Rückblick auf den Winter 2020/2021

Der Winter 2020/2021 war der erste vollständige Winter nach der Ausserbetriebnahme des Kernkraftwerkes Mühleberg. Während im Dezember 2020 die verbliebenen Kernkraftwerke nicht immer alle vollständig verfügbar waren, war dies ab dem Jahresanfang 2021 für den restlichen Winter der Fall. Zum Jahresanfang 2021 waren die Schweizer Speichersseen normal gefüllt. Das Übertragungsnetz war gut verfügbar und auch die Import- und Exportkapazitäten auf dem üblichen Level.

Hingegen war die Situation in Frankreich angespannt. Aufgrund von durch Covid-19 ver-

zögerten Revisionsarbeiten waren in Frankreich insbesondere im Februar 2021 ausserordentlich viele Kernkraftwerksblöcke nicht in Betrieb. Damit war ein starker Export nach Frankreich zu erwarten und somit eine rasche Entleerung der Schweizer Speichersseen. Aufgrund der weitgehend milden Temperaturen gerade ab Mitte Februar 2021 entspannte sich auch die Situation in Frankreich. Die Speicherstände erreichten zwar einen langjährigen Tiefststand, dies aber erst ab Mitte April 2021, d. h. nach der kritischsten Periode. Rückblickend kann der Winter 2020/2021 daher als entspannt bezeichnet werden.

3.2.2 Sonstige Vorfälle im Jahresverlauf

Im Berichtsjahr kam es gleich zu zwei Netztrennungen im kontinentaleuropäischen Stromnetz:

- Am 8. Januar teilte sich das Netz aufgrund einer Kaskade von Überlastungen in Südosteuropa für ca. eine Stunde in zwei Teile.
- Am 24. Juli wurde die iberische Halbinsel ebenfalls für ca. eine Stunde abgetrennt. Hier löste ein Waldbrand die Kaskade an Leitungsabschaltungen aus.

Beide Vorfälle hatten keine weitergehenden Auswirkungen auf das Schweizer Netz.

Im ganzen Berichtsjahr kam es zu keinen Stromunterbrüchen aufgrund von Ausfällen

im vermaschten Übertragungsnetz. Hingegen war der Swissgrid-Hauptsitz von einem kurzzeitigen Unterbruch des regionalen Verteilnetzes betroffen. Die Notstromversorgung funktionierte wie vorgesehen, so dass das Swissgrid-Kontrollzentrum jederzeit funktionsfähig blieb.

Zunehmend herausfordernd wird die Spannungshaltung, speziell in Schwachlastzeiten. Gerade während Revisionen der Kernkraftwerke werden die Möglichkeiten zur Kompensation von Blindleistung teilweise ausgeschöpft. In einzelnen Fällen mussten Leitungen ausgeschaltet werden, um die Spannung im korrekten Bereich zu halten.

3.3.3 Situation im Winter 2021/2022

Als Folge des Preisanstieges von Gas aber auch anderer Commodities stiegen die Strompreise im Jahresverlauf 2021 kontinuierlich an. Preistreibend wirkte ausserdem die unterdurchschnittliche Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke – Mitte Dezember 2021 wurden die vier grössten Blöcke aus Sicherheitsgründen ausser Betrieb genommen. Als Resultat dieser verschiedenen Entwicklungen zeigte besonders der französische Markt über die Weihnachtstage Rekordpreise. Aber auch der Schweizer Markt und jene der Nachbarländer wurden davon mitgerissen. Die angespannte Markt- und Versorgungslage führte zu einer genaueren Beobachtung der Versorgungslage durch die ElCom, unter Einbezug weiterer Bundesbehörden sowie der Swissgrid.

Nachdem sich die Marktsituation Anfang 2022 wieder etwas entspannte, stiegen die Preise mit dem russischen Angriff auf die Ukraine erneut an. Preistreibend wirkte vor allem die Unsicherheit über die russischen Gaslieferungen nach Europa. Diese Unsicherheit prägt seither weiterhin den Gas- und damit den Strommarkt in Europa.

Die Stromversorgungssicherheit der Schweiz war im Winter 2021/22 trotz der hohen Preise am Markt sowie der unterdurchschnittlichen Verfügbarkeit französischer Kernkraftwerke durchgehend gewährleistet. Dazu trugen einerseits die guten Importmöglichkeiten bei. Basierend auf einem gut verfügbaren Übertragungsnetz waren die Importkapazitäten hoch. Zudem waren in Europa – insbesondere in Deutschland und Italien – noch genügend Erzeugungskapazitäten vorhanden, was sich in Kombination mit den Importkapazitäten positiv auf die Schweizer Versorgungssituation zum Ende des Winters auswirkte. Andererseits war die Verfügbarkeit der Schweizer Kernkraftwerke gut und der Stand der Speicherseen bewegte sich im üblichen Bereich.

Eine Unwägbarkeit war und ist die Entwicklung der geopolitischen Lage im Zusammenhang mit dem Krieg in der Ukraine. Sollte sich daraus eine Gasmangellage in ganz Europa ergeben, hätte dies auch Auswirkungen auf die Stromproduktionsmöglichkeiten vor allem in Deutschland und Ita-

lien und damit auf die Importmöglichkeiten der Schweiz im nächsten Winter.

Der Rückblick auf den Winter 2021/2022 zeigt erneut auf, dass gute Importmöglichkeiten für die Schweizer Versorgungssicherheit entschei-

dend sind. Diese Importmöglichkeiten sind für die Zukunft nicht jederzeit gesichert, sei dies aufgrund mangelnder Erzeugungskapazitäten der Nachbarländer oder aufgrund politisch eingeschränkter Importkapazitäten im Zusammenhang mit der 70%-Regel der EU.

3.4 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. So 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 und weitergehenden Bemühungen der Swissgrid und der ElCom zeigen Fortschritte. Mit der Kapazitätsberechnungsregion «Italy North» der EU konnte ein Vertrag vereinbart werden, der die Gleichbehandlung der Schweizer Südgrenze mit den weiteren italienischen Nordgrenzen sichert. Dieser Vertrag wurde durch Swissgrid und die Übertragungsnetzbetreiber von «Italy North» unterzeichnet, nachdem er von der ElCom sowie den Regulierungsbehörden der übrigen beteiligten Länder geprüft wurde. Dieser Vertrag muss jährlich erneuert werden und basiert auf einer Kapazitätsberechnung mittels NTC.

Ebenfalls fortgeführt wurden die Arbeiten der Swissgrid und der ElCom, um eine ähnliche Lösung auch an den Schweizer Nord-

grenzen mit der Kapazitätsberechnungsregion «Core» zu erreichen. Hier bleibt eine Einigung schwieriger und ist weiterhin ungewiss. In «Core» gilt die flussbasierte Marktkopplung, wovon die Schweiz ohne Stromabkommen ausgeschlossen ist. Das Ziel ist eine ausgewogene gegenseitige Berücksichtigung in den Kapazitätsberechnungen, so dass ungeplante Flüsse nur noch in Ausnahmesituationen zu Engpässen führen würden. Die Schweiz soll zukünftig auch dann mitberücksichtigt werden, wenn mit der Kapazitätsberechnung verwandte Methoden wie z. B. Redispatch und Countertrading zum Einsatz kommen. Nur mit einer solchen Vereinbarung dürfen zudem die Schweizer Nachbarländer aus Sicht der EU die Flüsse mit der Schweiz in ihr jeweiliges 70%-Ziel mit einrechnen.

Langfristig sieht die EU vor, dass die flussbasierte Marktkopplung auch auf Italien ausgedehnt wird. Eine ausgewogene gegenseitige Berücksichtigung in den Kapazitätsberechnungen würde dadurch noch wichtiger. Eine Einigung mit «Core» wäre eine gute Basis dafür.

Ein weiteres Problem ungeplanter und die Systemsicherheit gefährdender Flüsse ergibt sich aus den Plattformen zum Handel von Regelenergie, die nun eine nach der anderen operativ werden. Aktuell ist die Schweiz an diesen Plattformen beteiligt, allerdings ist die weitere Teilnahme daran unsicher. Ohne Beteiligung der Schweiz könnten solche ungeplanten Flüsse praktisch ohne Vorwarnung in Echtzeit auftreten.

3.5 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 grossen Schäden führen. Somit wird die Cyber-Sicherheit zum zentralen Thema, um eine sichere Versorgung zu gewährleisten.

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.

Die Cyber-Sicherheit gewinnt aufgrund der zunehmenden Vernetzung weiter an Bedeutung. Die effiziente und risikobasierte Umsetzung verschiedener Dokumente der Branche wird von der ElCom nicht nur begrüsst, sondern auch vorausgesetzt. Dazu zählen die VSE-Branchendokumente «ICT Continuity», «Handbuch Grundschutz für Operational Technology in der Stromversorgung» und

«Richtlinien für die Datensicherheit von intelligenten Messsystemen» gemäss dem Leitfaden zum Schutz kritischer Infrastrukturen (SKI) des Bundesamts für Bevölkerungsschutz (BABS). Im Berichtsjahr hat das BFE begonnen, die Vorgaben bezüglich Cybersicherheit im StromVG zu überarbeiten. Im Zentrum steht dabei ein verbindlicher Minimalstandard. Die ElCom hat dazu intensive Diskussionen mit dem BFE sowie den relevanten Stakeholdern geführt. Diese Gespräche haben einerseits das gegenseitige Verständnis über die zukünftige Regulierung im Bereich Cybersicherheit verbessert und andererseits dazu beigetragen, das neue Aufsichtskonzept der ElCom zu schärfen. Im Zentrum der zukünftigen risikobasierten Aufsicht steht die Erhöhung der materiellen Cybersicherheit. Dies soll über Aufsichtsgespräche, das Einverlangen von Dokumenten, gezielte Erhebungen und vertiefte Prüfungen sowie durch gezielte Informationen und Sensibilisierungen zu relevanten Themen erreicht werden. Zusätzlich erlauben es diese Aufsichtstätigkeiten der ElCom, sich ein Bild über den Stand der Cybersicherheit zu machen und bereits bestehende Lagebilder zu ergänzen. Bei der Umsetzung der neuen Regulierung und Aufsicht ist darauf zu achten, dass diese mit dem neuen Network Code Cybersecurity der EU kompatibel ist.

Im Berichtsjahr war die ElCom weiter bei der Ausgestaltung der Meldepflicht für Cybervorfälle im Rahmen der Revision des Informationsschutzgesetzes (ISG) sowie bei der Cybersicherheits-Prüfung der Swissgrid durch die Eidg. Finanzkontrolle (EFK) beteiligt.

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.

3.6 Qualität der Versorgung

3.6.1 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 94 grössten Schweizer Netzbetreiber aus. Diese 94 Netzbetreiber wickeln rund 88 Prozent des gesamten Schweizer Energieumsatzes über ihre Netze ab. Im Jahr 2020 verzeichneten die 94 grössten Schweizer Netzbetreiber 5'176 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.

	2017	2018	2019	2020	2021 ¹	Einheit
Unterbrechungen	4'814	6'495	5'780	5'176		Anzahl
SAIDI	10	14	8	12		Minuten pro Endverbraucher
SAIFI	0.21	0.27	0.17	0.21		Unterbrechungen pro Endverbraucher

¹ Die Zahlen zur Versorgungsqualität 2021 werden im Juni 2022 veröffentlicht und sind auf der Internetseite der ElCom abrufbar.

Tabelle 1: Entwicklung der Versorgungsqualität in der Schweiz 2017-2020 (nur ungeplante Unterbrechungen)

Im Jahr 2020 betrug die durchschnittliche Dauer der ungeplanten Unterbrechungen pro Endverbraucher zwölf Minuten. Damit stieg dieser Indikator landesweit gegenüber dem Vorjahr um vier Minuten an. Die durchschnittliche Häufigkeit einer ungeplanten Unterbrechung pro Endverbraucher nahm im Jahr 2020 gegenüber dem Vorjahr zu und lag bei 0.21 Unterbrechungen pro Endver-

braucher. Die Schweizer Netzverfügbarkeit ist nach wie vor sehr gut. 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.

3.6.2 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 Austausch 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 Durchschnitt für Import- und Exportwerte widerspiegelt werden.

IMPORT NTC (MW)	2017	2018	2019	2020	2021
Gesamt	6'987	6'756	6'657	6'982	6'562
davon Norddach (AT, DE, FR)	5'265	5'034	4'936	5'260	4'841
Frankreich	3'007	2'772	2'678	2'944	2'923
Deutschland	1'501	1'396	1'343	1'264	1'347
Österreich	757	866	915	1'052	571
davon Italien	1'722	1'722	1'721	1'722	1'721

Tabelle 2: Entwicklung der verfügbaren Importkapazität (NTC) der Schweiz 2017–2021 (jährliche Durchschnittswerte der stündlichen NTC)

Die Importkapazität sank im Jahr 2021 aufgrund einer sinkenden Importkapazität aus

Österreich, die auf längere Unterhaltsarbeiten in der Region Pradella zurückzuführen ist.

3.6.3 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)	2017	2018	2019	2020	2021
Gesamt	9'129	8'769	7'933	8'658	8'289
davon Norddach (AT, DE, FR)	6'207	6'115	5'415	5'928	5'497
Frankreich	1'180	1'184	1'163	1'136	1'209
Deutschland	4'000	3'888	3'491	3'708	3'629
Österreich	1'027	1'043	761	1'084	659
davon Italien	2'922	2'654	2'518	2'730	2'792

Tabelle 3: Entwicklung der Exportkapazität (NTC) der Schweiz 2017–2021 (jährliche Durchschnittswerte der stündlichen NTC)

Wie die Importkapazität sank auch die Exportkapazität im Jahr 2021 aufgrund eines Rückgangs der Exportkapazität nach Österreich (gleicher Grund wie für den Import). Im Durch-

schnitt blieben die Zu- und Abnahmen an den beiden anderen Nordgrenzen der Schweiz und an ihrer Südgrenze (Italien) begrenzt.

3.6.4 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 Websi-

te 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 ECom festgesetzte Zielwert von maximal 200 MVA Leistung aus nicht-konfor-

men PV-Anlagen konnte mit dem Retrofit 1 Programm nicht erreicht werden. Die ECom 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. Bis Ende 2021 haben über 40 Prozent der Verteilnetzbetreiber das Retrofit 2 abgeschlossen.

3.7 Systemdienstleistungen

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

Dieser Ausgleich findet grösstenteils durch die Anpassung der Stromproduktion an den aktuellen Verbrauch statt. Für diesen ständigen Ausgleich zwischen Produktion und Verbrauch sind Kraftwerke nötig, deren Produktion sich besonders gut regeln lässt. Die von diesen Kraftwerken bereitgestellte Regelleis-

tung wird in einem marktbasieren 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 betragen die Kosten für Regelleistung rund 179 Millionen Franken. Dies ist ein hoher Anstieg im Vergleich zu den letzten Jahren. Ein Grund dafür ist, dass Swissgrid aufgrund der Umsetzung der System Operation Guideline (SOGL) mehr Regelleistung vorhalten muss. Ein weiterer Grund sind die seit Mitte 2021 stark ansteigenden Strompreise. Dies führt dazu, dass auch die Regelleistung teurer wird. Abbildung 1 zeigt die Preisentwicklung der Kosten für die Regelleistung in den vergangenen fünf Jahren.

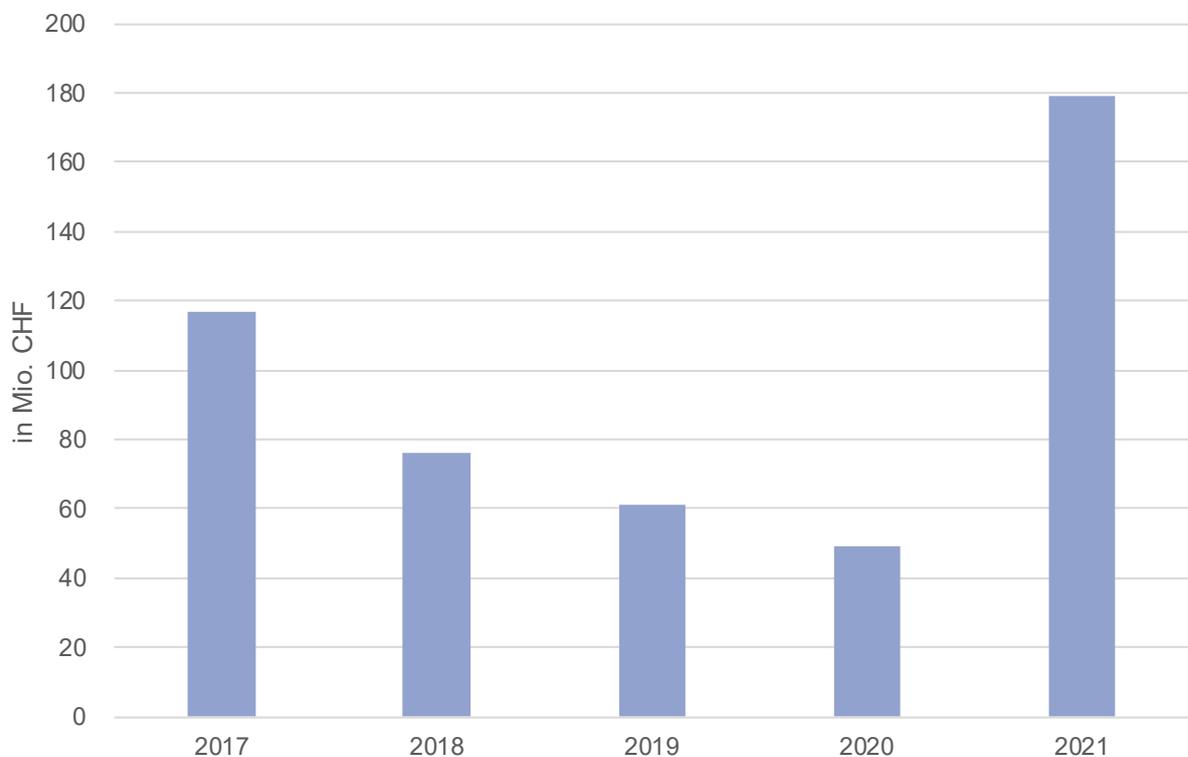


Abbildung 1: Preisentwicklung Regelleistung 2017–2021

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 betragen die Kosten der vorzeitigen Beschaffung rund 6 Millionen Franken; diese sind damit tiefer als die rund 12 Millionen Franken von 2020.

Zur Steigerung der Liquidität entwickelt Swissgrid die Regelprodukte regelmässig weiter. 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 2020 die Beschaffung der Primärregelleistung angepasst. Diese wird nun täglich in sechs 4-Stunden Blöcken beschafft. Wie oben erwähnt, musste Swissgrid im Berichtsjahr zur Einhaltung der Vorgaben der SOGL (System Operation Guideline der EU) die Vorhaltemenge der Regelleistung erhöhen. 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 Regelleistung (Replacement Reserve).

4 Die Netze



Ein gut ausgebautes und unterhaltenes Stromnetz ist essenziell für die Schweizer Versorgungssicherheit. Im Bild zu sehen Stromnetze in der Linthebene in der Ostschweiz.

4.1 Fakten und Zahlen der Schweizer Stromnetze

Das Schweizer Stromnetz wird von rund 620 Netzbetreibern betrieben und erstreckt sich über eine Gesamtlänge von gut 207'934 Kilometern, was rund dem Fünffachen des Erdumfangs entspricht. Davon sind 71 Prozent den lokalen Verteilnetzen (Netzebene 7) zuzurechnen, während das nationale Übertragungsnetz (Netzebene 1) der Swissgrid mit rund 6'700 Kilometern gut drei Prozent auf sich vereint. Die restlichen Kilometer verteilen sich auf die Mittelspannungsebenen (Netzebene 3 und 5). Im Rahmen der regulären Berichterstattung der Kostenrechnung werden von der ElCom jährlich die Schweizer Stromnetze nach verschiedenen Anlageklassen erhoben. Das Mengengerüst der Anla-

gen hat sich im Verlauf der vergangenen 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 2016 bis 2020 um zwei Prozent erweitert. 2020 stehen den knapp 5.7 Millionen Messpunkten gut 5.5 Millionen Rechnungsempfänger gegenüber. Gemäss Bundesamt für Statistik (BFS) zählt die Schweiz gut 0.6 Millionen Unternehmen (2019) sowie gut 8.6 Millionen Einwohnerinnen und Einwohner (2020). Das Bevölkerungswachstum zwischen 2016 und 2020 betrug knapp drei Prozent.

Anlageklasse	2016	2017	2018	2019	2020	Einheit
Trasse Rohranlage HS (NE3), MS (NE5) und NS (NE7)	119'277	120'509	122'616	124'941	130'205	km
Kabel HS (NE3)	1'924	1'992	1'906	2'053	1'968	km
Kabel MS (NE5)	34'044	34'675	35'307	36'433	36'428	km
Kabel NS (NE7)	78'011	79'269	80'029	82'179	81'264	km
Kabel Hausanschlüsse NS (NE7)	54'240	55'011	57'091	58'891	59'108	km
Freileitung und Kabel HHS (NE1)	6'629	6'590	6'652	6'717	6'717	Strang-km
Freileitung HS (NE3)	6'738	6'791	6'777	6'788	6'658	Strang-km
Freileitung MS (NE5)	10'061	9'784	9'458	9'346	8'818	Strang-km
Freileitung NS (NE7)	11'621	8'150	7'663	7'899	6'972	Strang-km
Unterwerk NE2, NE3, NE4, NE5	893	1'056	819	825	823	Anzahl
Transformator NE2	148	151	145	147	149	Anzahl
Schaltfeld NE2 ¹	159	164	167	163	168	Anzahl
Transformator NE3 ²	79	77	76	76	87	Anzahl
Schaltfeld NE3 ¹	2'577	2'600	2'586	2'680	2'431	Anzahl
Transformator NE4	1'142	1'150	1'143	1'153	1'143	Anzahl
Schaltfeld NE4 ¹	2'011	2'078	2'163	2'929	2'246	Anzahl
Transformator NE5 ²	75	72	73	74	77	Anzahl
Schaltfeld NE5 ¹	30'836	29'934	30'685	39'486	39'411	Anzahl
Trafostation NE6	53'024	53'144	53'730	54'850	54'142	Anzahl
Masttrafostation NE6	5'402	5'457	5'265	5'487	4'993	Anzahl
Kabelverteilkabinen NS (NE7)	174'377	174'917	177'430	182'325	191'488	Anzahl
Messpunkte (alle Verbraucher)	5'512'743	5'573'672	5'635'760	5'779'344	5'715'085	Anzahl
Anzahl Netzbetreiber	643	636	630	632	623	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 bei knapp 21.5 Milliarden Franken. Davon sind gegen 90 Prozent dem Verteilnetz zuzurechnen. Der Restwert der Anlagen im Verteilnetz hat gegenüber dem Vorjahr um etwa 0.2 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 3.3 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, bezogen auf die Summe ihrer Anlagerestwerte, aufteilen. In beiden Abbildungen werden die 100 grössten Netzbetreiber geordnet nach ihrer Grösse in Zehnergruppen (1 – 10, 11 – 20 etc.) unterteilt, die übrigen

rund 520 Netzbetreiber bilden die Rest-Gruppe. Die grössten zehn Unternehmen (dunkelblau) besitzen demnach knapp 43 Prozent aller deklarierten Anlagewerte (Abbildung 2). Dies ist ungefähr gleich viel, wie die nächstgrössten 90 Unternehmen auf sich vereinen (Gruppe 11 – 20 bis Gruppe 91 – 100). Die rund 520 kleinen Netzbetreiber («Rest», hellblau) verfügen über einen Besitzanteil von insgesamt lediglich 15 Prozent. Dies ist in etwa gleich viel wie fünf Jahre zuvor.

Eine ähnliche Verteilung zeigt sich bei den Netznutzungsentgelten (Abbildung 3). Die grössten zehn Netzbetreiber (dunkelblau) vereinigen rund 44 Prozent aller Erlöse auf sich – auch dieser Wert ist in den letzten fünf Jahren konstant geblieben. Der Anteil der rund 520 kleinen Netzbetreiber («Rest», hellblau) an den gesamten Erlösen ist leicht rückläufig und liegt noch bei 14 Prozent.

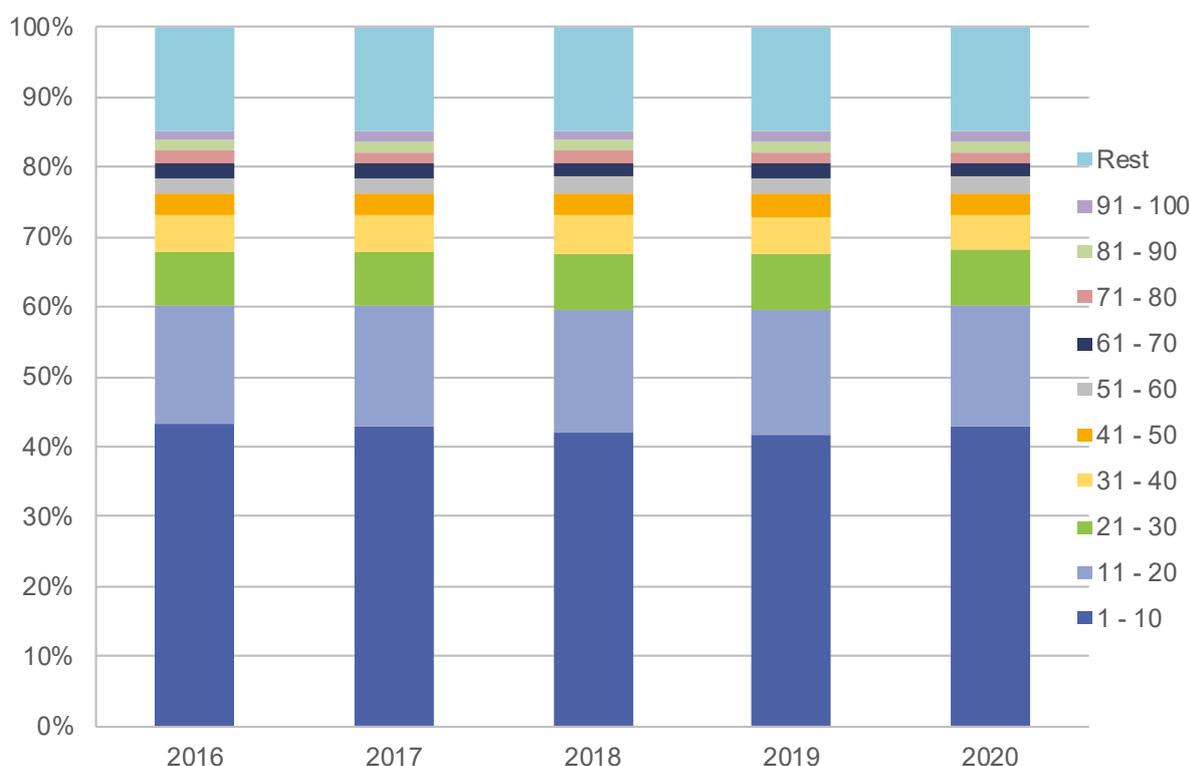


Abbildung 2: Prozentualer Eigentumsanteil am Verteilnetz nach Unternehmensgrösse

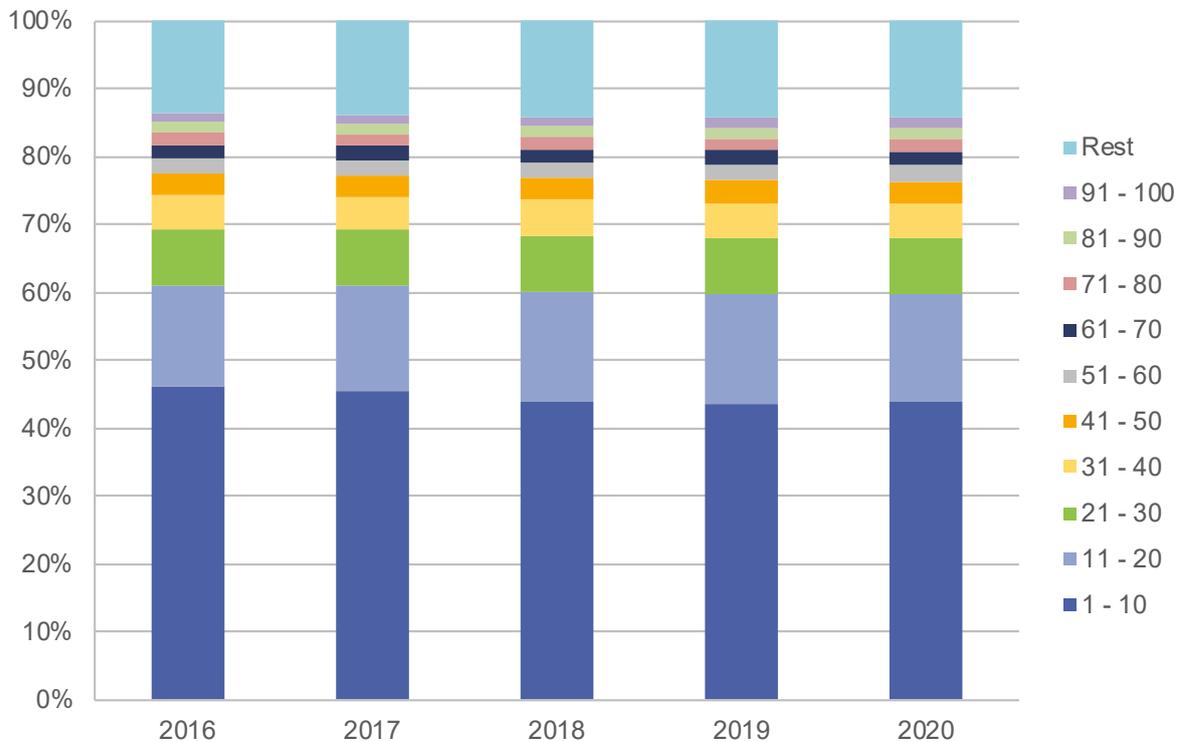


Abbildung 3: Prozentualer Anteil der Netznutzungserlöse des Verteilnetzes nach Unternehmensgrösse

Die Verteilnetzbetreiber deklarierten für das Jahr 2020 insgesamt Netzkosten (inkl. Abgaben und Leistungen sowie Zuschläge auf das Übertragungsnetz) von gut 5.1 Milliarden Franken. Diese basieren auf den Betriebs- und Kapitalkosten eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes gemäss der Stromversorgungsgesetzgebung. Zu diesem Betrag kommen Steueraufwendungen sowie Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen hinzu. Ebenfalls hinzugerechnet werden die Zuschläge auf das Übertragungsnetz. Nicht berücksichtigt hingegen werden in dieser Summe die bei den einzelnen Netzbetreibern angefallenen Vorliegerkosten, da diese sich als Erträge bei den entsprechenden Vorliegern zeigen und somit insgesamt eine neutrale Position bilden. Die grösste Komponente der Netzkosten im

Verteilnetz sind die Betriebs- und Kapitalkosten mit einem Anteil von 68 Prozent, was gut 3.4 Milliarden Franken entspricht (Abbildung 4).

Der Anteil der Abgaben und Leistungen hat sich in den letzten fünf Jahren um acht Prozentpunkte auf knapp 31 Prozent erhöht. Zu dieser Position gehören einerseits Abgaben und Leistungen, welche von Kantonen und Gemeinden eingefordert werden (8 % der Kosten), andererseits sind hier die nationalen gesetzlichen Förderabgaben für erneuerbare Energien berücksichtigt (mit 2.3. Rp./kWh, 23 % der Kosten). Die Zunahme dieser Kostenposition in den weiter zurückliegenden Jahren lässt sich hauptsächlich durch die schrittweise Erhöhung der nationalen gesetzlichen Förderabgabe für erneuerbare Energien ab 2014 bis 2018 erklären.

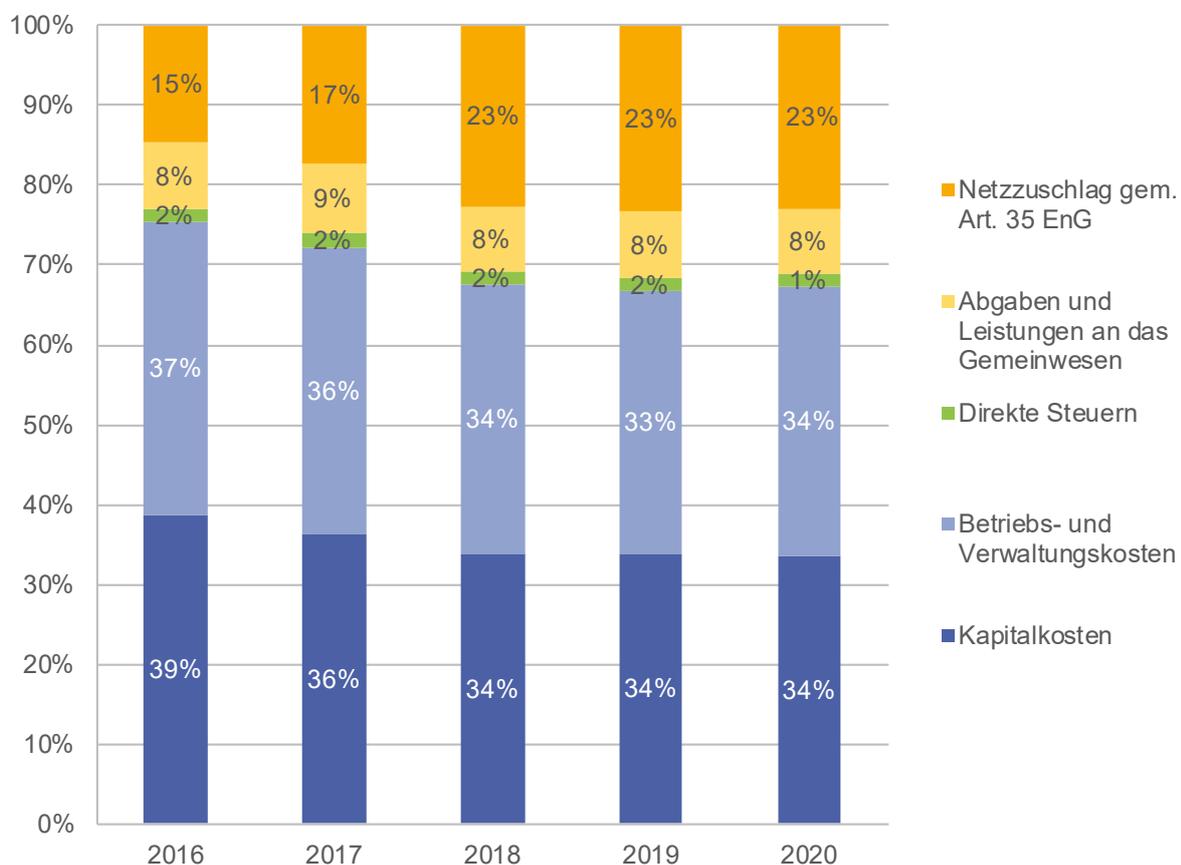


Abbildung 4: Zusammensetzung der Verteilnetzkosten

Swissgrid weist in ihrem Geschäftsbericht 2020 Netznutzungskosten von 507 Millionen Franken und Kosten für Systemdienstleistungen von 155 Millionen Franken aus. Werden zu diesen kumulierten Kosten von knapp 0.7 Milliarden Franken für das Übertragungsnetz die Verteilnetzkosten von gut 5.1 Milliarden Franken addiert, resultieren Gesamtkosten für das Schweizer Stromnetz von knapp 5.8 Milliarden Franken. Abbildung 5 zeigt, wie sich diese auf die einzelnen Netzebenen (NE) ver-

teilen. Das lokale Verteilnetz (NE7) vereinigt mit rund 2.9 Milliarden Franken gut die Hälfte der Kosten auf sich. Ein weiteres Fünftel der Kosten entsteht auf der NE5. Die Kostenanteile der Transformierungsebenen (NE2, NE4, NE6) – die Bindeglieder zwischen den verschiedenen Leitungsebenen – sind insgesamt vergleichsweise gering. Das von Swissgrid betriebene Höchstspannungsnetz (NE1 inkl. SDL) weist einen Anteil von 12 Prozent an den Gesamtkosten für das Schweizer Stromnetz auf.

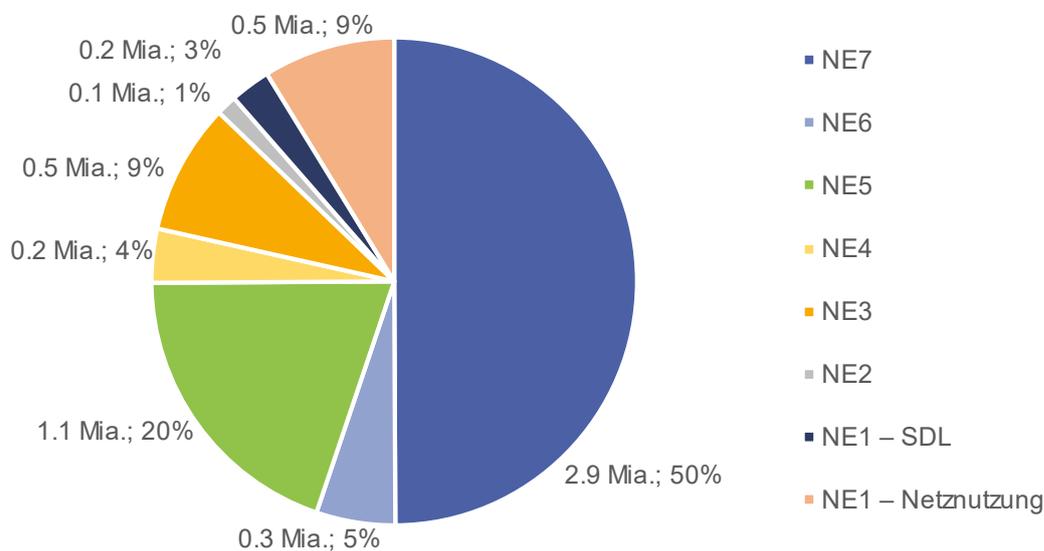


Abbildung 5: Kosten in Mio. CHF und Kostenanteile des Schweizer Stromnetzes (inkl. Abgaben und Leistungen sowie Zuschläge auf das Übertragungsnetz), gegliedert nach Übertragungs- (NE1) und Verteilnetz (NE2–7), 2020

4.2 Netzausbau und Netzplanung

4.2.1 Mehrjahresplanung Übertragungsnetz

Gemäss Artikel 9a des StromVG 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 bezieht 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. Am 24. November 2021 hat das BFE die Vernehmlassung zum Szenariorahmen 2030/2040 für die Stromnetzplanung eröffnet.

Der am 1. Juni 2021 in Kraft getretene Artikel 9d StromVG sieht vor, 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

Mehrfjahresplanung ist in Artikel 6a StromVV beschrieben, welcher ebenfalls am 1. Juni 2021 in Kraft getreten ist.

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 (Artikel 8 Absatz 2, Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe 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 (Artikel 22 Absatz 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

Gemäss Artikel 9b des StromVG hat 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 StromVG 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 betroffene

nen Kantone sowie die weiteren Betroffenen angemessen in die Planung mit ein.

Am 1. Juni 2021 ist Artikel 9d StromVG in Kraft getreten. Dieser sieht vor, 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 (Mehrwahresplan) erstellen. Im Mehrjahresplan sind die vorgesehenen Projekte zu beschreiben. Es ist 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 ebenfalls am 1. Juni 2021 in Kraft getreten ist, 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.

4.2.3 Beteiligung an Sachplan- und Plangenehmigungsverfahren

Bei den Verfahren zum Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL) und Plangenehmigungsverfahren (PGV) prüft die ElCom die Einhal-

tung der Kriterien gemäss StromVG (sicheres, leistungsfähiges und effizientes Netz). Das UVEK entscheidet Differenzen zwischen der

ElCom, dem BFE und dem ESTI (vgl. Vereinbarung vom 21. März 2018 [Stand 5. Mai 2020])¹. Auf Anregung der ElCom hat Swissgrid den «Baukasten Leitungen» erstellt. Das Hilfsmittel dient bei der Planung von Leitungsbauvorhaben im Übertragungsnetz zur systematischen Kostenberechnung von SÜL-Varianten.

Im Jahr 2021 hat sich die ElCom im Rahmen ihrer gesetzlichen Aufgaben bei folgenden SÜL-Verfahren in der Begleitgruppe eingebracht: All Acqua – Magadino, Vallemaggia (SÜL 109),

Innertkirchen – Ulrichen (SÜL 203), Einführungskabel Innertkirchen (SÜL 202.1), Marmorera – Tinzen (SÜL 701.1), Airolo – Göschenen (SÜL Verzichtsgesuch). Eine nicht alltägliche Herausforderung besteht beim vorzeitigen Auslaufen von einigen Dienstbarkeiten einer Swissgrid Leitung auf dem Gemeindegebiet von Balzers in Lichtenstein. Weiter gab die ElCom im Rahmen von Plangenehmigungsverfahren mehrere Stellungnahmen zu Projekten ab.

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

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

Das tatsächliche Investitionsvolumen ins Übertragungsnetz im Jahr 2020 betrug 151.6 Millionen Franken. In den Jahren 2016

bis 2020 betragen die durchschnittlichen Jahresinvestitionen ins Übertragungsnetz 145 Millionen Franken.

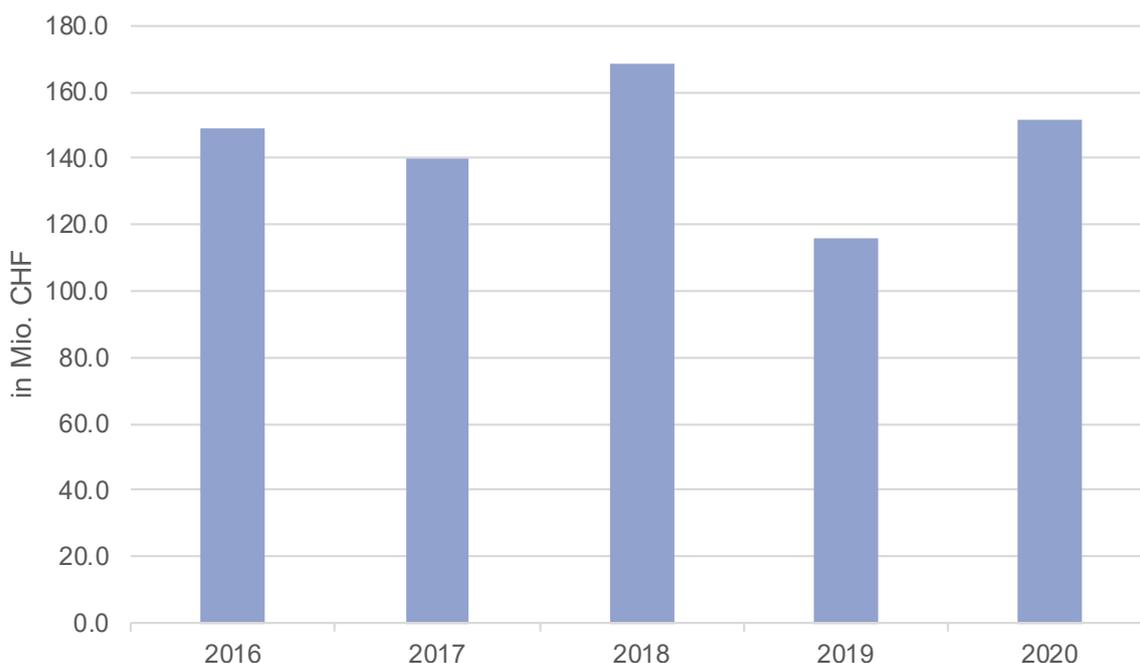


Abbildung 6: Investitionen ins Übertragungsnetz

4.3.2 Investitionen ins Verteilnetz

In den Jahren 2016 bis 2020 wurden jährlich rund 1.4 Milliarden Franken durch die Verteilnetzbetreiber investiert (Abbildung 7). Die Abschreibungen sind in diesem Zeitraum von 920 Millionen Franken auf über 940 Millionen Franken gestiegen. Dadurch ist der Investitionsüberschuss von etwa 465 Millionen Fran-

ken auf knapp 437 Millionen Franken gesunken. Da gleichzeitig die Zuverlässigkeit der Schweizer Stromnetze – auch im internationalen Vergleich – sehr hoch ist (vgl. Kapitel 3.6.), erachtet die ElCom die Investitionstätigkeit ins Verteilnetz weiterhin als ausreichend.

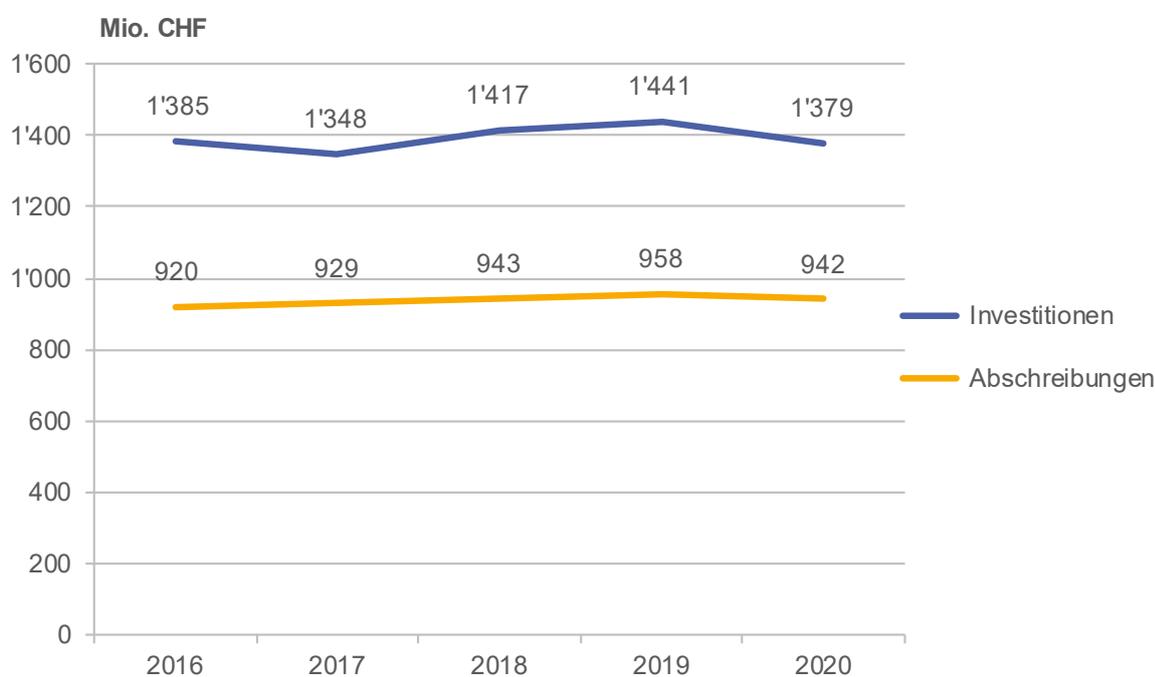


Abbildung 7: Entwicklung der Investitionen und Abschreibungen im Verteilnetz

4.3.3 Kalkulatorischer Zinssatz WACC Netz

Im Jahr 2021 hat die ElCom eine Arbeitsgruppe des BFE begleitet, welche die Überprüfung der aktuellen Berechnungsmethode des WACC (Weighted Average Cost of Capital) gemäss Anhang 1 StromVV zum Gegenstand hatte. Die ElCom hatte in diesem Rahmen Gelegenheit, Stellung zu nehmen. Die ElCom hat in diesem Prozess mehrfach darauf hingewiesen, dass durch die bestehende Methodik im Kontext des aktuellen Tiefzins-

umfelds der resultierende WACC zu hoch ausfällt und dass insbesondere bei den technischen Untergrenzen des risikolosen Zinses eine Korrektur angebracht wäre.

In der Schweiz gilt das sogenannte Cost-Plus-System als Grundlage zur Bestimmung der anrechenbaren Netznutzungsentgelte. Basis für die Tarife bilden die anrechenbaren Ist-Kosten für den Netzbetrieb, zuzüglich ei-

nem angemessenen Gewinn. Anrechenbar sind die Betriebs- und Kapitalkosten eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes. Zu den anrechenbaren Kapitalkosten gehören gemäss Artikel 15 Absatz 3 Buchstabe b StromVG auch die kalkulatorischen Zinsen auf den für den Betrieb der Netze notwendigen Vermögenswerten. Die Verzinsung erfolgt dabei über den WACC, einer in der Regulierung breit anerkannten Methode. Grundlage dafür bilden die durchschnittlichen Eigen- und Fremdkapitalkosten, welche vereinfacht ausgedrückt jeweils einen risikolosen Zins mit einem Zuschlag beinhalten. In der aktuellen Berechnungsmethode des WACC gemäss Anhang 1 StromVV sind die risikolosen Fremd- und Eigenkapitalsätze auf 0.5 Prozent bzw. 2.5 Prozent eingefroren («Floor»).

Der WACC für das Netz dient einerseits dazu, die Fremdkapitalkosten des Netzes zu decken. Andererseits stellt er über den Eigenkapitalzinssatz eine risikoorientierte Entschädigung des eingesetzten Kapitals sicher. Dabei ist zu beachten, dass die wesentlichen Risiken des Netzbetriebs auf nahezu null reduziert sind; dies durch das Cost-Plus-System und durch die Möglichkeit der Netzbetreiber, für alle Budgetabweichungen über die Deckungsdifferenzen über die Tarife eine Nachbelastung vorzunehmen (vgl. Weisung 2-2019 der ElCom zu den Deckungsdifferenzen).

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)

Der WACC sollte nach Ansicht der ElCom so definiert sein, dass – unter Berücksichtigung des spezifischen, verminderten Risikos im Cost-Plus-System – Investitionen in Stromnetze gegenüber anderen Anlagenklassen nicht weniger attraktiv sind als andere Investitionsmöglichkeiten. Hingegen sollte aus Transparenzgründen vermieden werden, über den WACC Investitionen ins Netz (und auch in die Produktion) zu beanreizen. Dies käme sachlich einer Subvention gleich – eine solche wäre, wenn schon, transparent auszuweisen. Künftige Herausforderungen, wie z. B. die dezentrale Produktion oder der Trend zu vermehrter Entsolidarisierung der Netzkosten, erfordern nach Ansicht der ElCom neue, zukunftsgerichtete Modelle, um eine nachhaltige Finanzierung des Netzes sicherzustellen.

Die ElCom ist als Regulierungsbehörde zuständig für die Überwachung des Stromversorgungsgesetzes und damit für die Einhaltung von Artikel 6 der StromVG, wonach die Tarife für die festen Endverbraucher und für jene Endverbraucher, die auf den Netzzugang verzichten, angemessen sein müssen. Aus diesem Grund spricht sie sich für eine Berechnungsmethode des WACC aus, welche den Risiken im Netzgeschäft und auch den aktuellen Gegebenheiten auf den Kapitalmärkten Rechnung trägt. Damit führt die Verzinsung sowohl zu einer risikoadäquaten Entschädigung für das im Netzbetrieb eingesetzte Kapital wie auch zu angemessenen Tarifen.

einkalkuliert werden. Die Vergütung bedarf 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 Beurtei-

lung der Gesuche fest. Die ElCom beurteilte im Berichtsjahr 25 Gesuche für die Vergütung von Kosten für Netzverstärkungen.

Im Jahr 2020 verfügte die ElCom, dass der Anspruch auf Rückerstattung von notwendigen Netzverstärkungskosten nach fünf Jahren verjährt. Eine Verfügung wurde beim Bundesverwaltungsgericht angefochten, da die Dauer der Verjährungsfrist umstritten war. Das Bundesverwaltungsgericht hat mit Urteil A-2593/2020 vom 5. Mai 2021 die Verfügung der ElCom gestützt und entschied,

dass die Rückerstattungszahlung bei Netzverstärkungen als Abgeltung im Sinne von Artikel 3 Absatz 2 Buchstabe a des Subventionengesetzes (SuG) zu qualifizieren ist. Forderungen aus Finanzhilfe- und Abgeltungsverhältnissen verjähren nach fünf Jahren (Artikel 32 Absatz 1 SuG). Der Anspruch auf Rückerstattung von Netzverstärkungskosten ist im konkreten Fall fünf Jahre nach Kenntnis der Netzverstärkungskosten verjährt. In den vergangenen 13 Jahren hat die ElCom insgesamt 996 Verfügungen erlassen (vgl. Abbildung 8, Tabelle 5).

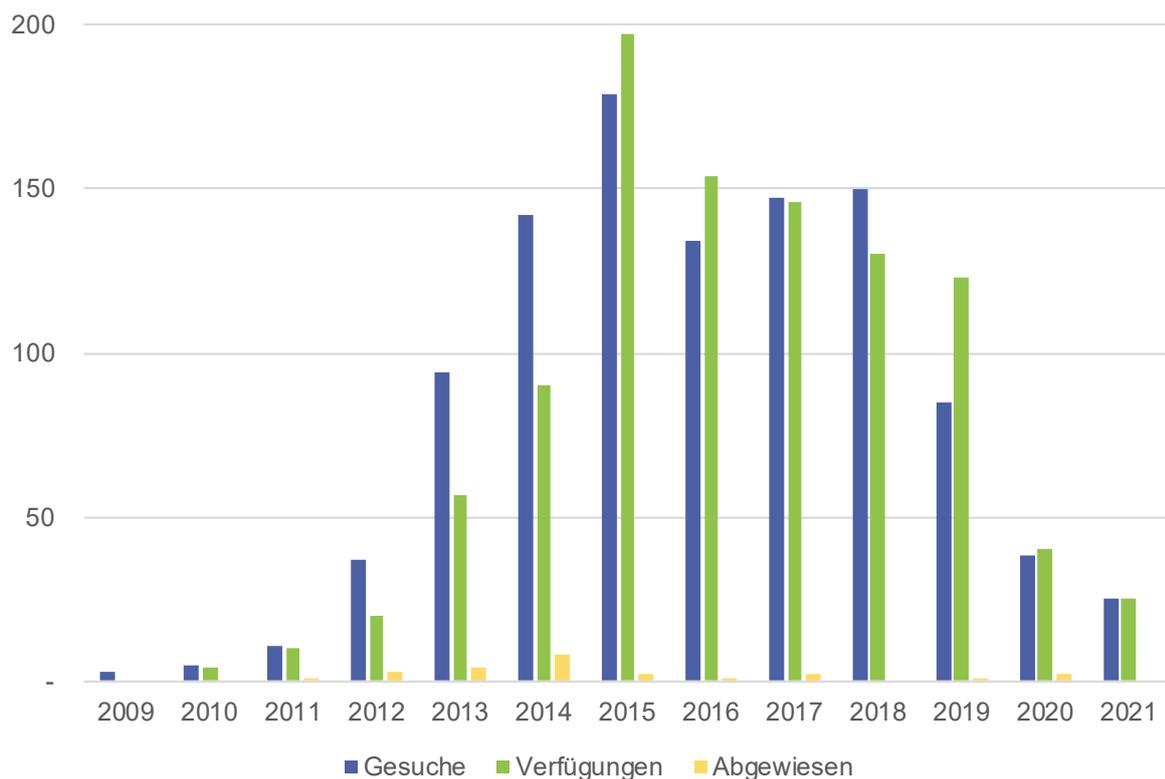


Abbildung 8: Entwicklung der Anzahl an Verfügungen für Netzverstärkungen

Die Summe der Kosten für Netzverstärkungen erreichte Ende 2021 rund 116.7 Millionen Franken, die damit verbundene Kraftwerksleistung betrug insgesamt 368.1 MW. Tabelle 5

gibt einen Überblick über die wesentlichen Kennzahlen zu den verfügbaren Rückerstattungsgesuchen notwendiger Netzverstärkungskosten der Jahre 2009 bis 2021.

	Total	PV	Wasser	Wind	Übrige ¹
Anzahl Verfügungen	996	937	34	4	21
Minimalwert Generatorleistung [kW] ²	4	4	29	1'500	22
Maximalwert Generatorleistung [kW] ²	74'000	8'303	14'726	16'000	74'000
Summe Generatorleistung [kW]	368'106	158'069	65'588	30'000	114'449
Minimalwert Kosten [CHF] ²	3'500	3'500	12'277	1'151'165	18'069
Maximalwert Kosten [CHF] ²	9'262'389	746'912	2'990'952	9'262'389	2'117'200
Summe Kosten [CHF]	116'670'841	71'006'334	20'069'704	19'853'343	5'741'460
Durchschnittliche Kosten [CHF] ³	117'022	75'861	590'285	3'308'891	273'403
Minimalwert relative Kosten [CHF/kW] ⁴	3	3	5	451	3
Maximalwert relative Kosten [CHF/kW] ⁴	9'719	9'719	4'148	1'116	2'877
Durchschnittliche relative Kosten [CHF/kW] ⁴	317	449	306	662	50

1) z. B. Biomasse und unterschiedliche 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 2009-2021 betreffend Netzverstärkung

4.5 Nationale Netzgesellschaft

In der ersten Jahreshälfte hat die ElCom in 19 Verfügungen die Deckungsdifferenzen der ehemaligen Eigentümerinnen der Übertragungsnetze der Tarifjahre 2011 und 2012 sowie die regulatorischen Restwerte per Ende 2012 festgelegt. In einer weiteren Verfügung hat die ElCom die Deckungsdifferenzen der Tarifjahre 2011 und 2012 von Swissgrid verfügt. Auf Basis der regulatorischen Restwerte haben Swissgrid und die betroffenen Unternehmen in der Folge die von Swiss-

grid zu leistende definitive Enteignungsschädigung für das grösstenteils bereits per Anfang 2013 auf Swissgrid überführte Übertragungsnetz berechnet. Der Enteignungswert des Übertragungsnetzes beträgt rund 3 Milliarden Franken, der regulatorische Wert rund 2.5 Milliarden Franken. Die ElCom hat im Berichtsjahr zudem geprüft, ob Swissgrid die Anordnungen der ElCom gemäss der sogenannten Systemprüfungsverfügung aus dem Jahr 2019 korrekt umgesetzt hat.

5 Der Schweizer Strommarkt



Die Schweiz bietet dank ihrer Topographie und beträchtlichen durchschnittlichen Niederschlagsmengen ideale Bedingungen für die Wasserkraftnutzung. Im Bild das Laufwasserkraftwerk Hagneck.

5.1 Struktur der Schweizer Netzbetreiber

Die Anzahl Netzbetreiber in der Schweiz ist zwischen 2015 und 2020 um knapp vier Prozent auf 623 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 2015 bis 2020 von 2324 auf 2148 oder um acht Prozent. Das Bevölkerungswachstum der Schweiz

betrug in diesem Zeitraum etwas mehr als drei Prozent. Aufgrund dieser Effekte nahm die Anzahl Endverbraucher pro Netzbetreiber zu. Ein typischer Verteilnetzbetreiber bleibt jedoch klein (Abbildung 9), im Median versorgt er knapp 1500 Endverbraucher. Lediglich 80 Netzbetreiber versorgen mehr als 10'000 Endverbraucher, 12 davon mehr als 100'000 Endverbraucher. Insgesamt versorgen die Schweizer Netzbetreiber zusammen mehr als 5.5 Millionen Kunden mit Elektrizität.

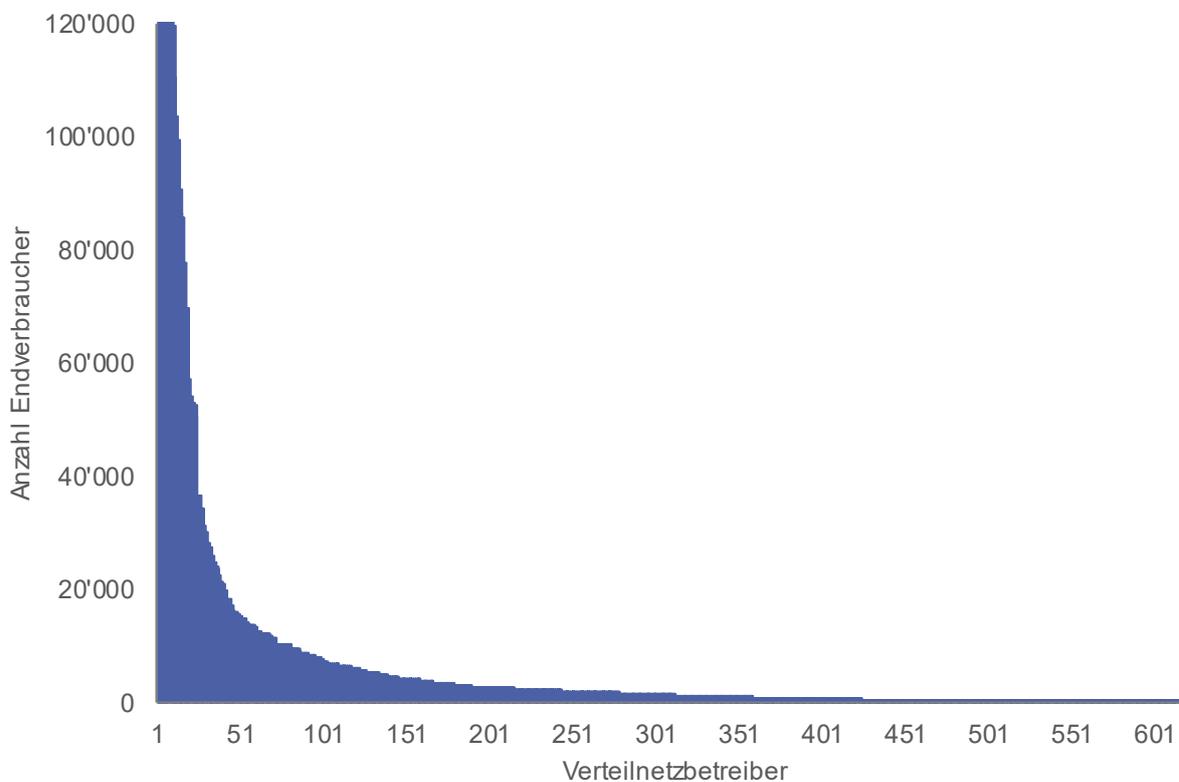


Abbildung 9: Anzahl Endkunden pro Verteilnetzbetreiber. Zugunsten der Lesbarkeit ist die vertikale Skala bei 120'000 Endverbrauchern abgeschnitten – das betrifft neun Verteilnetzbetreiber

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 potenzieller und ef-

fektiver Endverbraucher im freien Markt feststellen zu können. Dabei werden derzeit jene 76 Netzbetreiber berücksichtigt, welche eine Ausspeisung von mehr als 100'000 MWh ausweisen. Diese Netzbetreiber versorgen zusammen insgesamt 3.8 Millionen oder knapp 70 Prozent der Endverbraucher in der Schweiz. Von den 34'539 Endverbrauchern mit Recht auf freien Marktzugang (0.6 Prozent aller Endverbraucher) haben bis und mit 2021 23'394 Endverbraucher ihr Recht wahrgenommen (68 Prozent). Die Endverbraucher in den Versorgungsgebieten dieser Netzbetreiber verbrauchen mit insgesamt 40.4 TWh rund 75 Prozent des Endver-

brauchs in der Schweiz¹. Von diesen 40.4 TWh geht mit 18.3 TWh etwas weniger als die Hälfte der Energie an Endverbraucher mit Recht auf freien Marktzugang. Die Verbraucher, die den Marktzugang gewählt haben, verbrauchen 15.3 TWh oder 83 Prozent der zugangsberechtigten Energie.

Das Recht, den Stromlieferanten frei zu wählen, wurde in den ersten Jahren der Marktöffnung vergleichsweise wenig genutzt (Abbildung 10). In Anbetracht von sinkenden Marktpreisen nahm die Gruppe der Endverbraucher, die ihr Recht nutzten, in den Folgejahren stark zu. Im Jahr 2021 ist der Anteil der Endverbraucher im freien Markt leicht ge-

sunken. 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 2011 bis 2020 betrug der Endverbrauch, ohne öffentlicher Verkehr und Beleuchtung, 53.3 TWh (Quelle: Bundesamt für Energie).

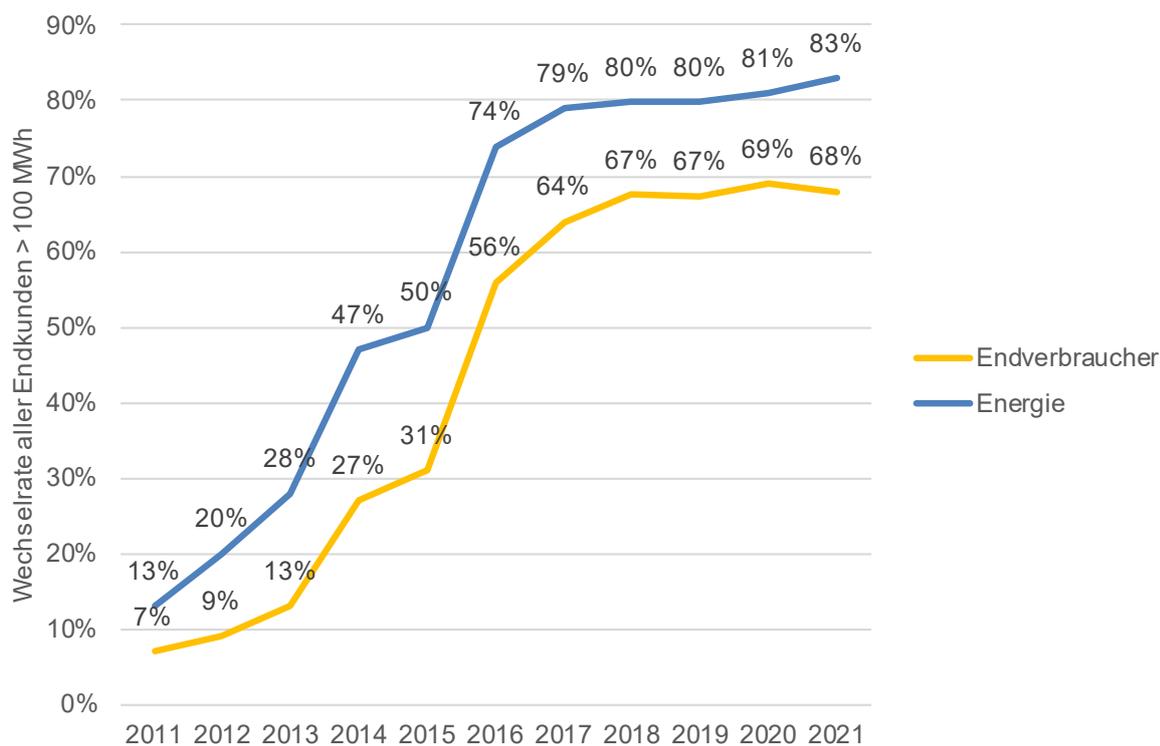


Abbildung 10: Übertritt in den freien Markt

Die folgende Abbildung 11 zeigt die Verteilung der abgesetzten Energiemengen in Abhängigkeit von der Netzbetreibergrösse – die Aufteilung erfolgt analog Abbildung 2 und 3 grössengeordnet in Zehnergruppen für die 100 grössten Unternehmen (1 – 10, 11 – 20 bis 91 – 100) bzw. für die kleinsten restlichen rund 520 Netzbetreiber («Rest»). 43 Prozent der Strommenge, die im Verteilnetz an die

Endverbraucher abgesetzt wird, liefern die grössten zehn Netzbetreiber (dunkelblau). Erweitert man die Menge auf die grössten 50 Netzbetreiber, steigt der Anteil auf über 70 Prozent der Energielieferungen. Die nächstgrössten 50 Netzbetreiber liefern zusammen einen Zehntel, die restlichen Netzbetreiber einen Sechstel der von den Endverbrauchern konsumierten Energie.

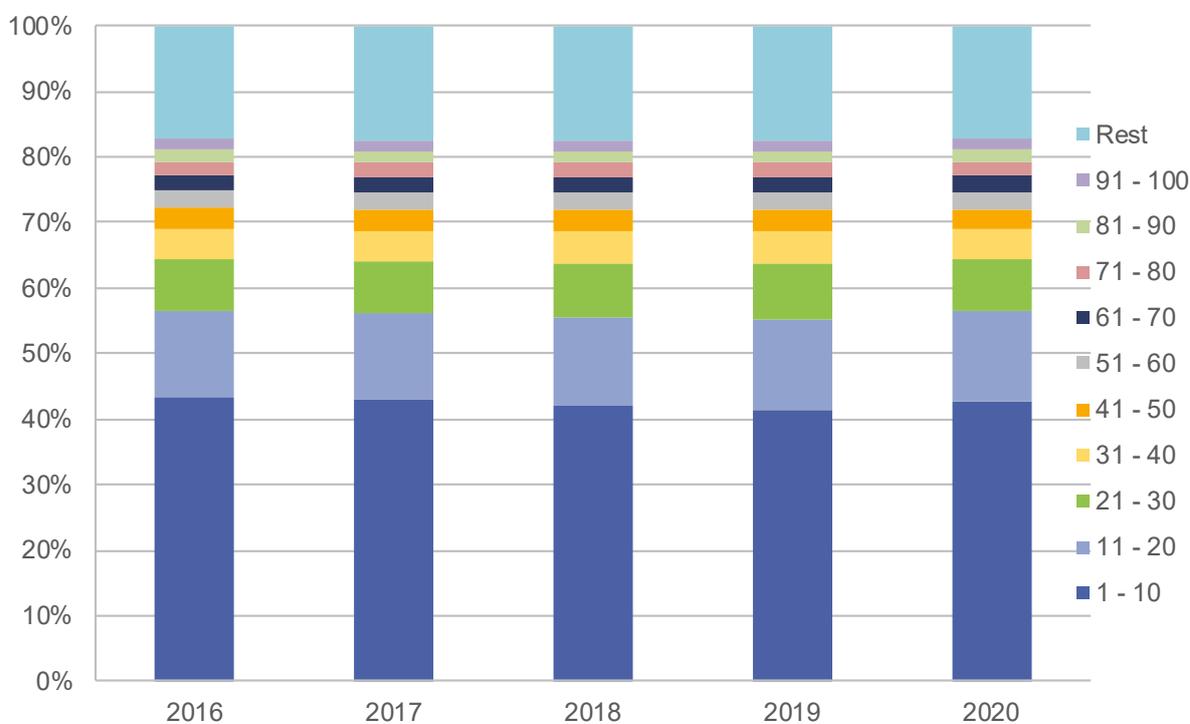


Abbildung 11: Prozentualer Anteil der Energielieferungen im Verteilnetz nach Unternehmensgrösse

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 2022 gegenüber 2021 identisch. Die Netznutzungstarife, welche in Artikel 15 Absatz 3 StromVV

geregelt sind (30 Prozent Arbeitstarif, 60 Prozent Leistungstarif, 10 Prozent Grundtarif), stiegen hingegen gegenüber dem Vorjahr. Demgegenüber wurde der Tarif für die Wirkverluste von 0.15 auf 0.14 Rp./kWh reduziert (vgl. dazu auch Kapitel 3.7 Systemdienstleistungen).

	2018	2019	2020	2021	2022
Netznutzung					
Arbeitstarif [Rp./kWh]	0.23	0.19	0.18	0.20	0.25
Leistungstarif [CHF/MW]	38'200	31'100	28'800	33'600	43'920
Fixer Grundtarif pro Ausspeisepunkt	365'300	288'000	269'400	319'800	413'040
Allgemeiner SDL-Tarif [Rp./kWh]	0.32	0.24	0.16	0.16	0.16
Individueller SDL-Tarif					
Wirkverluste [Rp./kWh]	0.08	0.14	0.25	0.15	0.14

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

Um die Netztarife verschiedener Netzbetreiber zu vergleichen, rechnet die ElCom die 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 2021 ein Wert von 0.92 Rp./kWh bzw. für die Tarife des Jahres 2022 1.06 Rp./kWh. Insgesamt bezahlt ein typischer Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 4500 kWh (Kategorie H4: 5-Zimmer Wohnung mit Elektro-

herd und Tumbler, aber ohne Elektroboiler) für den Transport und die Verteilung von Energie 9.7 Rp./kWh an Netznutzungsentgelt (vgl. folgenden Abschnitt, Abbildung 12). Hochgerechnet auf ein Jahr entspricht dies bei einem Verbrauch von 4'500 kWh einer Stromrechnung von 972 Franken. Damit entspricht der Anteil von 1.06 Rp./kWh bzw. 50 Franken pro Jahr für das Übertragungsnetz an den tarifierten Netzkosten dieses Haushalts für die Tarife 2022 erneut gut zehn Prozent.

5.4 Tarife Verteilnetz

Tarifstruktur im Allgemeinen

Im Jahr 2022 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 die 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, welche die Belastung des Netzes durch die 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 2022 beträgt der Median des Strompreises für einen Haushalt mit dem Konsumprofil H4 21.6 Rp./kWh (vgl. Abbildung 12).

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 auch im Jahr 2022 gegenüber dem Vorjahr leicht gestiegen: die Netztarife um 0.1 Rp./kWh und die Energietarife um 0.2 Rp./kWh. Die Förderabgaben für erneuerbare Energien erfuhren keine Änderung, während die Abgaben an das

Gemeinwesen im Schnitt um 0.1 Rp./kWh angehoben wurden (5.7 % gegenüber Vorjahr). 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.

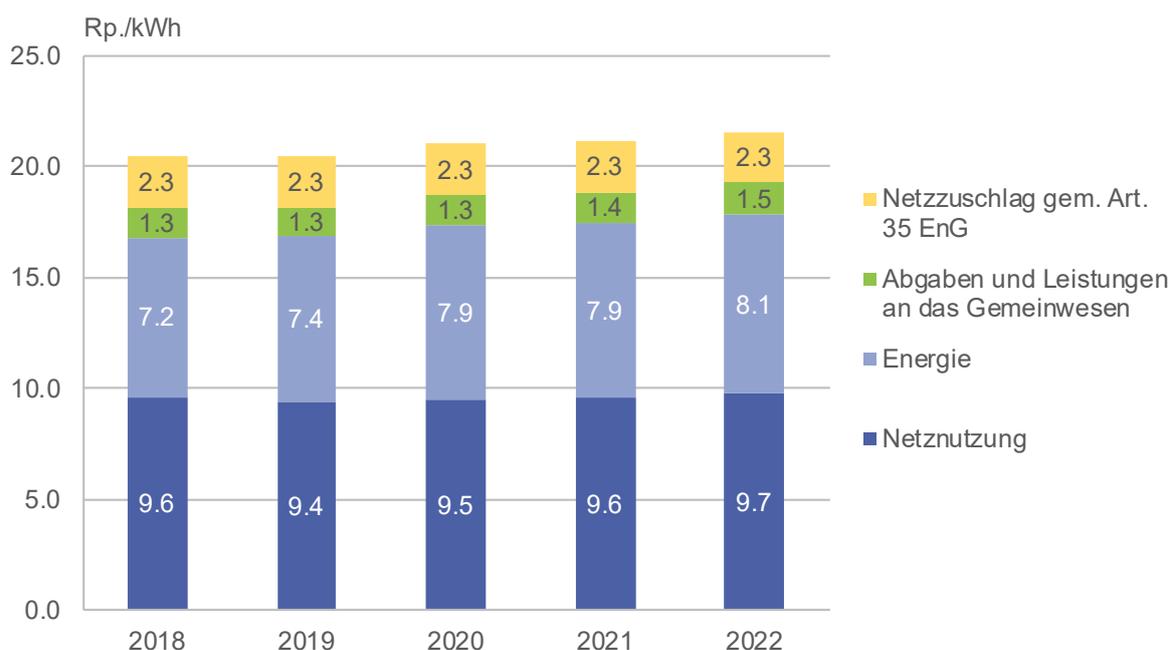


Abbildung 12: Kostenbestandteile des mittleren Gesamtstrompreises für das Konsumprofil H4 (exkl. MwSt.)

Die Tarifzahlen in Abbildung 12 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.

Die Tarifkomponenten auf der Strompreiswebseite der ElCom werden aus technischen Gründen mit Einwohnern gewichtet und nicht mit Rechnungsempfängern, wie dies bei der Berechnung der Kosten in den obigen Säulendiagrammen geschieht. Daher ergeben sich zwischen den beiden Berechnungsmethoden kleine Differenzen.

In den nachfolgenden Abbildung 13 bis 16 werden die kommunalen Mediantarife für das Jahr 2022 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 kommunale vom Schweizer Medianwert liegt, desto roter (höherer Tarif) bzw. grüner (tieferer Tarif) wird die Gemeindefläche. Die Farbveränderungen zeigen also, wie sich die kommunalen Tarife im Verhältnis zum nationalen Vergleichswert entwickeln. So zeigt Abbildung 13, dass beispielsweise Ba-

sel-Stadt im Jahr 2022 vergleichsweise hohe Netztarife (orange), Genf hingegen vergleichsweise niedrige Netztarife (hellgrün) hat.

Die nachfolgend abgebildeten Landkarten zeigen jeweils die Situation für die durchschnittlichen Tarife der Gemeinden der Schweiz für das Jahr 2022. Einzig die Tarifbestandteile Netz und Energie sind von den Netzbetreibern direkt beeinflussbar und werden durch die ECom kontrolliert. Der Medianwert der Netznutzungsentgelte liegt im Jahr 2022 bei 9.85 Rp./kWh und der Medianwert der Energietarife bei 7.94 Rp./kWh.

Netznutzung

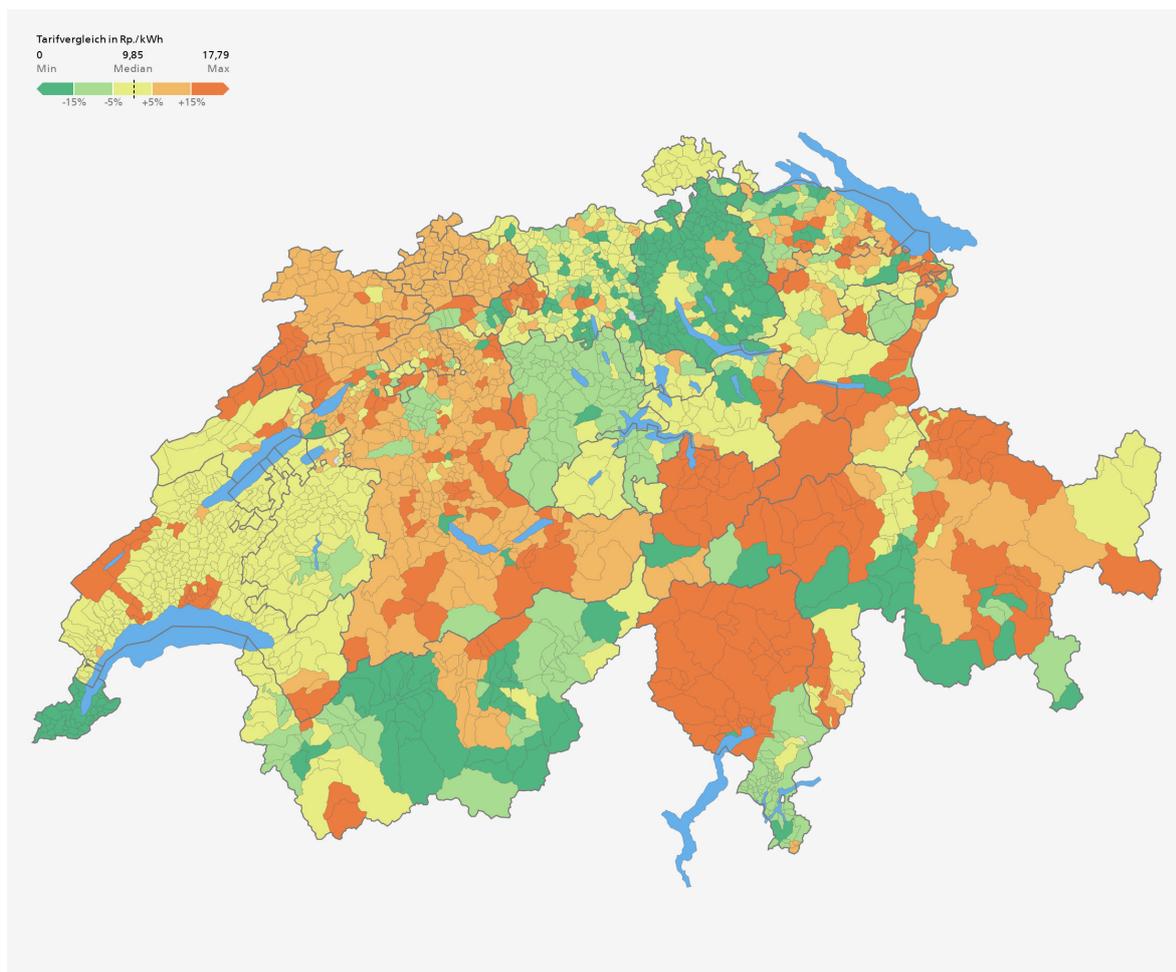


Abbildung 13: Mittlere kommunale Tarife (Median) für die Netznutzung für das Konsumprofil H4 des Jahres 2022

Energie

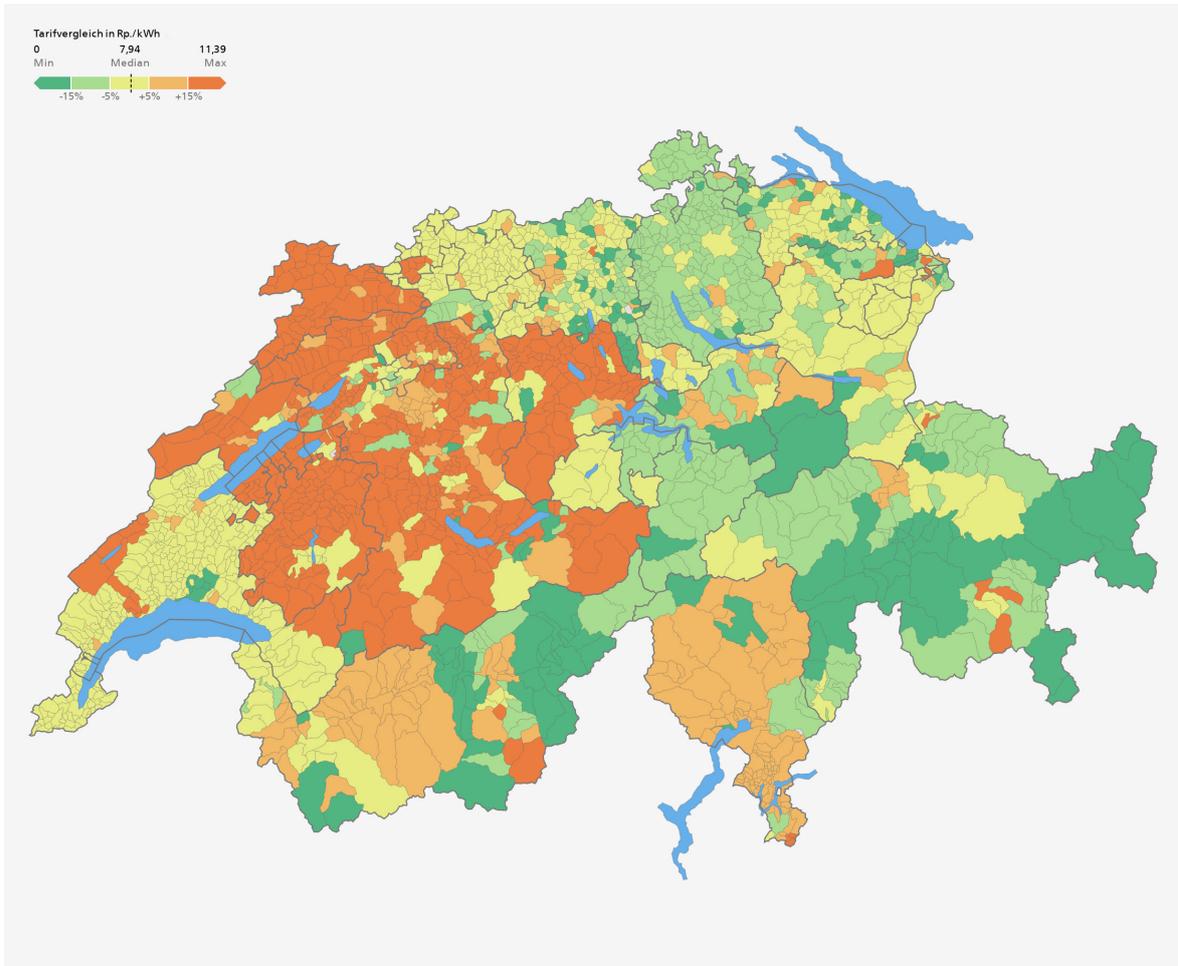


Abbildung 14: Mittlere kommunale Tarife (Median) für die Energie für das Konsumprofil H4 des Jahres 2022

Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen

In Abbildung 15 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 Energien.¹ Die Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen werden nicht durch die ECom kontrolliert. Der Grund dafür

ist, dass sie im lokalen politischen Entscheidungsprozess bestimmt werden. Der Medianwert der Abgaben und Leistungen liegt im Jahr 2022 bei 0.9 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 16 enthalten.

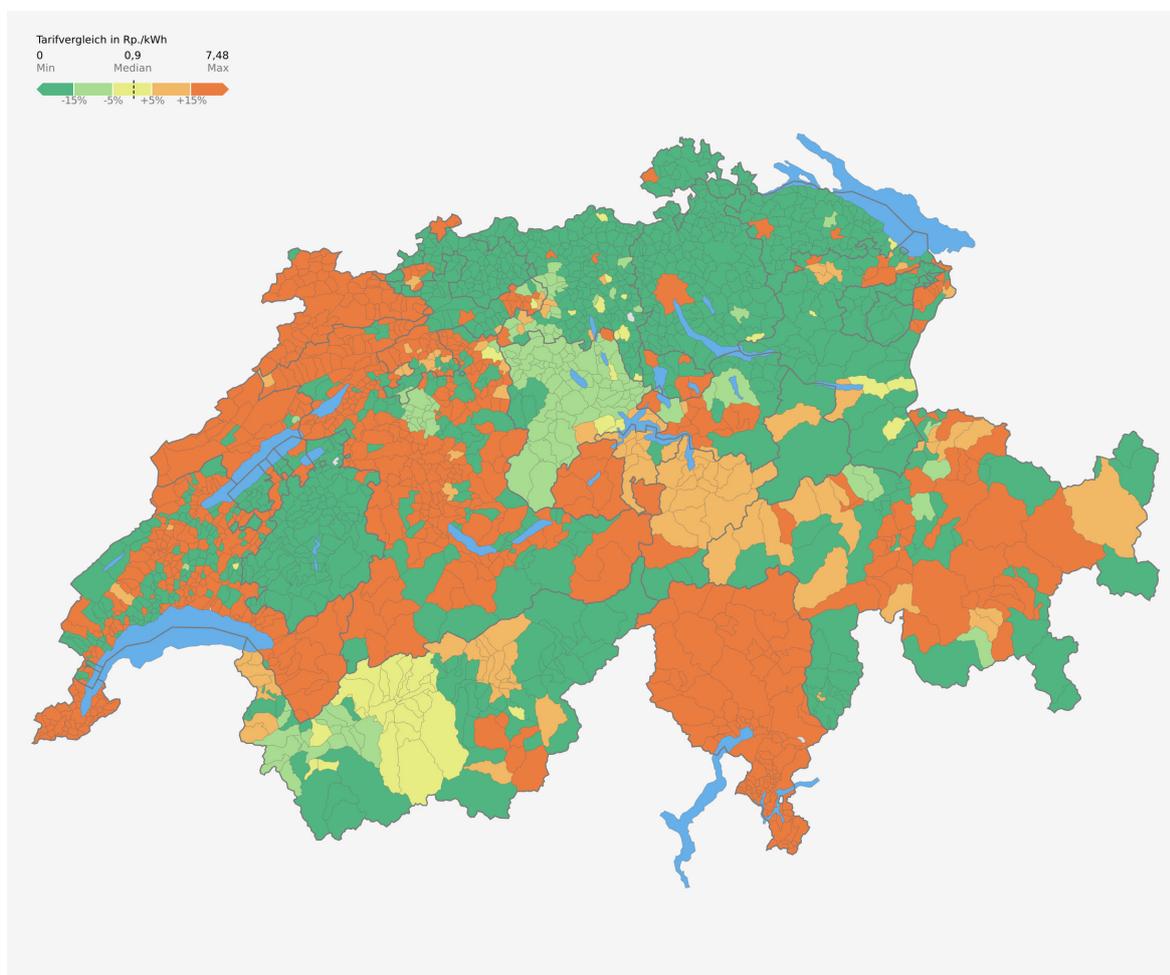


Abbildung 15: Kommunale Mediantarife für die kantonalen und kommunalen Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen für das Konsumprofil H4 des Jahres 2022

Gesamtstromtarif

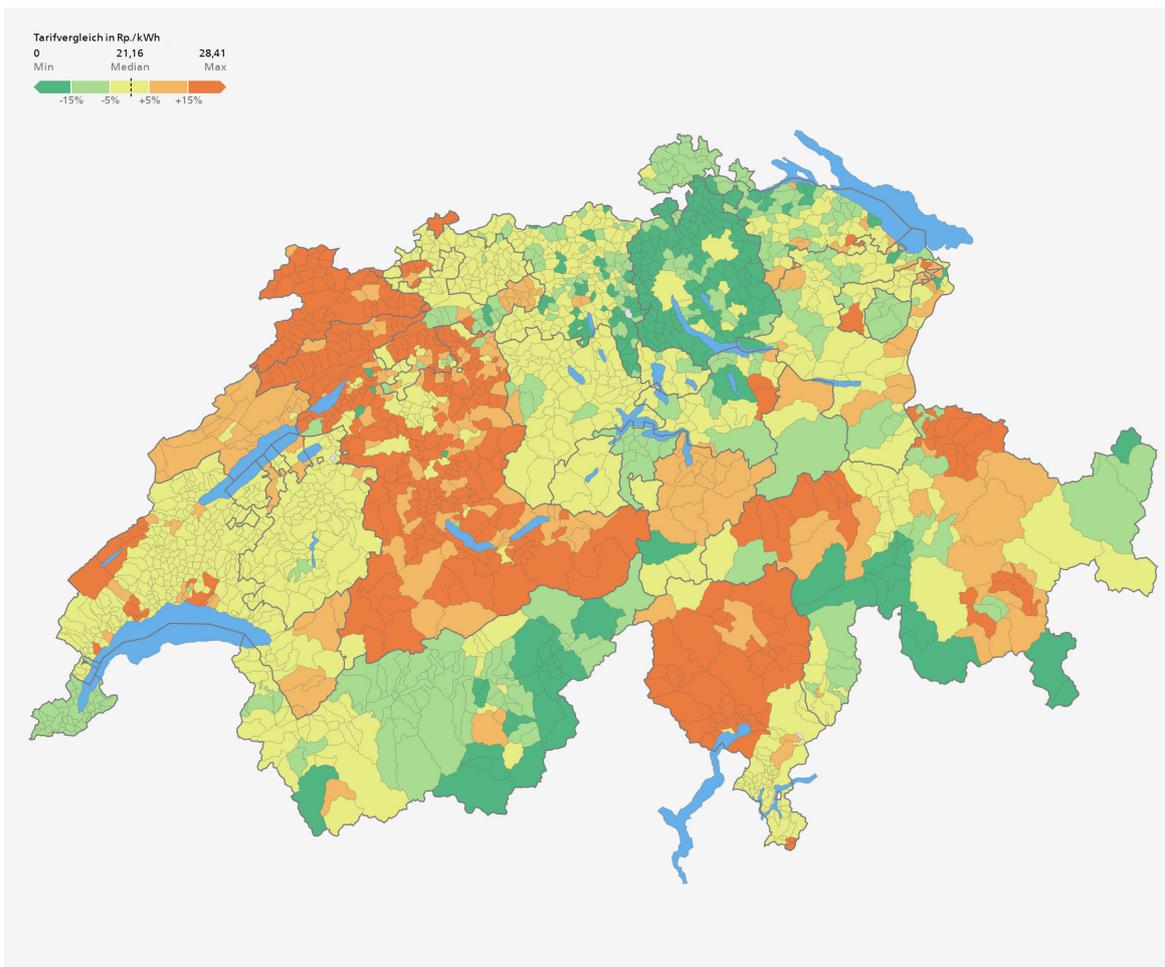


Abbildung 16: Mittlere kommunale Tarife (Median) für den Gesamtstrompreis für das Konsumprofil H4 des Jahres 2022

Im Gesamttarif gewichtet nach Einwohnern von total 21.16 Rp./kWh (bzw. 21.6 Rp./kWh gewichtet nach Rechnungsempfängern) ist auch der Netzzuschlag zur Förderung der erneuerba-

ren Energien enthalten. Dieser wurde in den Jahren bis 2018 sukzessive von 1.5 Rp./kWh auf 2.3 Rp./kWh erhöht und ist seither stabil.

5.5 Einreichung der Kostenrechnungen und Tarife mit EDES

Jeder Netzbetreiber muss bis Ende August die Kostenrechnung, welche die Grundlage für die Netz- und Energietarife für das folgende Jahr bildet, in elektronischer Form bei der ElCom einreichen. Im Berichtsjahr 2021 erfolgte dies erstmalig über eine neu aufgeschaltete Infrastruktur – das ElCom Dateneinlieferungssystem EDES. Um den notwendigen Anpassungsprozess möglichst reibungsfrei zu gestalten, hat die ElCom im Vorfeld den Netzbetreibern eine Vielzahl von Benutzerhilfen (User Guide, FAQ, Wegleitung etc.) zur Verfügung gestellt sowie zu verschiedenen Workshops und Tutorials eingeladen, um die neuen Funktionalitäten und ihre Auswirkungen auf die Prozesse zu präsentieren.

Das neue webbasierte Datenlieferungssystem bietet gegenüber der bisherigen, Excel-basierten Lösung diverse Vorteile. In den Online-Formularen sind neu Tests hinterlegt. Dadurch ist es möglich, die Netzbetreiber bereits bei der Befüllung der Kostenrechnungsformulare, also noch vor der offiziellen Eingabe bei der ElCom, mittels automatisierter Rückmeldungen zu unterstützen. Mit dieser «Vorabprüfung» kann die Qualität der eingereichten Daten nochmals erhöht und der Bereinigungsaufwand für die Netzbetreiber reduziert werden.

Ebenfalls wurden in den neuen Formularen Checks eingebaut, welche die Konformität der Angaben mit Gesetz und Weisungen der

ElCom prüfen. Diese Checks fordern die Netzbetreiber bei Auffälligkeiten auf, entweder den Wert zu korrigieren oder aber dessen Verwendung zu begründen (sogenannte Compliance-Checks, «comply or explain»). In Zukunft sollen weitere Tests im neuen Datenerhebungssystem direkt implementiert werden. Wurden in den vorangegangenen Jahren die von den Netzbetreibern eingereichten Daten zunächst mittels rund 180 Tests auf Fehler analysiert und Inkonsistenzen über einen aufwendigen Rückmeldeprozess an die Netzbetreiber zur Korrektur zurückgespielt, wurde jüngst auf diesen Prozess verzichtet. Neu sollen die Netzbetreiber nur noch kontaktiert werden, wenn trotz aller Plausibilitäts- und Compliance-Checks im Formular größere Abweichungen bestehen.

Die ElCom hatte bereits im Jahr 2020 den Stellenwert der Kostenrechnung betont und betreffend Einreichung und nachträglicher Anpassung eine Präzisierung vorgenommen (Weisung 1/2020). Demnach können Änderungen eingereicherter Kostenrechnungen nur noch auf Antrag und nach Genehmigung oder nach Aufforderung der ElCom vorgenommen werden. Die Netzbetreiber bestätigen zudem mit ihrer rechtsgültigen Unterschrift die Richtigkeit und Vollständigkeit der per 31. August eingereichten Kostenrechnung. Will ein Netzbetreiber Daten nachträglich ändern, hat er ein begründetes Gesuch bei der ElCom einzureichen.

5.6 Prüfungen zu Tarifen

Die ElCom erachtet es als problematisch, dass eine Vielzahl von Netzbetreibern in den vergangenen Jahren erhebliche Unterdeckungen akkumuliert hat. Deshalb hat sie im Spätsommer alle Netzbetreiber mit einem hohen Unterdeckungssaldo aufgefordert, die nicht innerhalb der vor-

gegebenen drei Jahre abgebauten Deckungsdifferenzen entweder tarifneutral abzuschreiben oder der ElCom einen Abbauplan vorzulegen. Dabei hat sich eine Vielzahl von Netzbetreibern bereit erklärt, ihre Unterdeckungen tarifneutral auszubuchen (vgl. Kapitel 5.10).

Die im Schlussquartal 2021 markant gestiegenen Strommarktpreise führten zu diversen Anfragen von Netzbetreibern sowie Endverbrauchern (vgl. Kapitel 6.3). Die ElCom hat die häufigsten Fragen und Antworten in einer Mitteilung publiziert («Steigende Elektrizitätspreise: Fragen und Antworten zur unterjährigen Anpassung der Energietarife, zur Ersatzversorgung und zur Rückliefervergütung» vom 7. Dezember 2021). Grundsätzlich gilt: Die bereits publizierten Tarife sind für mindestens ein Jahr fest und dürfen somit nicht nachträglich angepasst werden. Ein freier Endverbraucher kann nicht mehr zurück in die Grundversorgung wechseln. Beim Fehlen eines Lieferanten bezieht der freie End-

Netztarife

Nach gut einem Jahrzehnt Regulierungstätigkeit sind die Kernfragen im Netzbereich weitestgehend geklärt, sei es durch Verfügungen oder Gerichtsentscheide. Dies gilt insbesondere hinsichtlich der Thematik der historischen und synthetischen Bewertung von Netzanlagen. Gleichwohl hat ein Netzbetreiber, dessen Anlagenwerte bereits vor Jahren verfügt wurden, einen Antrag auf Neubewertung gewisser Netzkomponenten gestellt. So sollten synthetische Werte neu auf Basis von Bauabrechnungen (inkl. Kostenvoranschlägen) sowie der Integration von Kosten aus den Kategorien Trassen und Kabel berechnet werden. Zusätzlich sollten auch gewisse historisch bewertete Anlagen eine Neubewertung erfahren, und zwar auf Basis der jährlichen summarischen Anschaffungskosten mehrerer Anlagen, geteilt durch die Anzahl Anlagen im entsprechenden Jahr. Zudem seien Gebäudewerte auf der Grundlage von Versicherungswerten zu bestimmen. Darüber hinaus sollte bei gewissen, vor allem älteren Anlagen, das jeweilige Inbetriebnahmedatum durch das buchhalterische Aktivierungsdatum ersetzt werden, was eine Erhöhung der Anlagenrestwerte implizieren würde. Sämtliche Anträge widersprechen klar

verbraucher die Elektrizität physikalisch aus dem lokalen Verteilnetz. Diese sogenannte Ersatzversorgung ist im geltenden Recht nicht explizit geregelt. Die ElCom empfiehlt für diesen Fall, die Ersatzversorgung mit dem lokalen Verteilnetzbetreiber vertraglich zu regeln.

Entsprechend ihrer langjährigen Praxis hat die ElCom auch in diesem Berichtsjahr die Konformität der Tarife vertieft untersucht. Zudem wurden bei verschiedenen Netzbetreibern Voruntersuchungen eingeleitet. Diese Abklärungen ergaben jedoch keine Anhaltspunkte, die ein vertieftes Tarifprüfungsverfahren notwendig machten.

den Vorgaben des Stromversorgungsrechts, folglich wurden sie vollumfänglich abgewiesen.

Im Weiteren waren auch die mit dem Smart Meter Rollout einhergehenden Installationskosten ein Thema. Verschiedene Netzbetreiber wollten diese Kosten entgegen den Vorgaben der Branchendokumente aktivieren. Letztere sehen vor, dass Installationskosten für intelligente Messsysteme in den sonstigen Kosten als Betriebskosten enthalten sind. Damit dem Stromversorgungsrecht vereinbar, hat die ElCom diese Lösung übernommen, entsprechend sind diese Installationskosten in der Tarifierung zugrundeliegenden Kostenrechnung explizit als Betriebskosten zu deklarieren. Die ElCom hat im Berichtsjahr diese Auffassung nochmals bestätigt. So würde eine Aktivierung der Installationskosten zu einer Ungleichbehandlung derjenigen Netzbetreiber führen, die bereits grossflächig ausgerollt haben und diese Kosten nicht nachträglich aktivieren dürften.

Im Berichtsjahr erliess die ElCom ausserdem eine Verfügung, in der es um die Tragung von SDL-Kosten und EnG-Zuschlägen ging, die auf dem Endverbrauch in ausländischen Gebieten,

die jedoch zur Regelzone Schweiz gehören, anfielen. Die Frage, ob in diesem Zusammenhang Schweizer Recht auf ausländischem Gebiet anwendbar ist, hat die ElCom offengelassen. Verfügut wurde die Rückerstattung von SDL-Kosten und EnG-Zuschlägen für vergangene Jahre, die nicht auf dem Endverbrauch der direkt am Verteilnetz des entsprechenden Verteilnetzbetreibers angeschlossenen Endverbraucher angefallen sind (Artikel 15 Absatz 2 Buchstabe a und c StromVV [Stand am 01.01.2017]).

Ferner ging bei der ElCom im Berichtsjahr ein Gesuch von mehreren Gemeinden betreffend Festlegung des Anschlusspunkts zur Stromversorgung von Bauten und Anlagen gegen die Verteilnetzbetreiberin in diesen Gemeinden ein. Die Gemeinden beantragten neben

der Festlegung des Anschlusspunkts für die Stromversorgung, die Verteilnetzbetreiberin sei vorsorglich zu verpflichten, ab sofort in ihrem Verteilnetz den Anschlusspunkt zur Stromversorgung von Bauten und Anlagen mit elektrischen Installationen bei den Hausanschlusspunkten festzulegen, insbesondere für Stromanschlüsse für Elektromobilität und energieintensive Datenverarbeitungsanlagen. Die ElCom wies diesen Antrag ab, da die Anordnung vorsorglicher Massnahmen voraussetzt, dass ansonsten Nachteile entstehen, die im Rahmen des Endentscheides nicht wiedergutmacht werden könnten. Dies ist im zu beurteilenden Sachverhalt nicht der Fall. So geht es bei der Angelegenheit einzig um die Tragung von Kosten, die ohne Weiteres rückerstattet werden könnten.

Energietarife

Bei den Energielieferungen an Endverbraucher in Grundversorgung standen im Berichtsjahr abermals die Themen Durchschnittspreismethode und die 95- bzw. 75 Franken-Regel (ab 2020 anzuwenden) im Vordergrund.

Bei der Durchschnittspreismethode geht es um die Frage, wie die Kosten der Strombeschaffung zwischen den im Monopol gefangenen Endverbrauchern in Grundversorgung und den freien Marktkunden aufzuteilen sind. Konkret geht es um eine adäquate Berücksichtigung der Handelsaktivitäten bei der Berechnung der anrechenbaren Energiekosten. 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. Mit der Schlussabstimmung vom 15. Dezember 2017 hatte auch das Parlament an Artikel 6 Absatz 5 StromVG und somit an der vom Bun-

desgericht gestützten Durchschnittspreismethode der ElCom festgehalten. Im Anschluss hat die ElCom gegenüber verschiedenen Netzbetreibern Verfahren eröffnet.

Im Berichtsjahr konnten nun zwei weitere dieser Verfahren abgeschlossen werden – eines jedoch noch nicht rechtskräftig. In beiden Fällen mussten die für die Grundversorgungstarife anrechenbaren Kosten der Energiebeschaffung gesenkt werden. Jeweils im Beschaffungsportfolio zuvor nicht berücksichtigte Handelsgeschäfte wurden neu in die Berechnung des Durchschnittspreises einbezogen. Da im relevanten Zeitraum die Strommarktpreise deutlich unter den Gestehungskosten der jeweiligen eigenen Kraftwerke lag, zeitigte dies einen kostensenkenden Effekt zugunsten der grundversorgten Endverbraucher.

Zusätzlich musste bei einem der beiden Fälle auch der für die Berechnung der Gestehungskosten verwendete Zinssatz (WACC Produktion) gekürzt werden. Bei der Berechnung der anre-

chenbaren Gestehungskosten einer Produktionsanlage sind die kalkulatorischen Abschreibungen sowie die kalkulatorischen Zinsen auf den für die Produktion notwendigen Vermögenswerten anrechenbar. Der WACC Produktion soll den Risiken der Stromproduktion angemessen Rechnung tragen. Die ElCom hatte entschieden, für den WACC Produktion gemäss Stromversorgungsgesetzgebung den jeweils jährlich vom UVEK festgelegten WACC für die Förderung der Grosswasserkraft als maximal zulässigen Zinssatz anzuwenden. Darüber hinaus wurde die vom Netzbetreiber geltend gemachte Verzinsung eines Nettoumlaufvermögens aus den Gestehungskosten gestrichen.

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, Verzinsung der Deckungsdifferenzen Energie sowie Abgrenzung von Netzbetreibern innerhalb einer Unternehmensgruppe.

Erneut hat die sogenannte 95- bzw. 75 Franken-Regel Anpassungen bei diversen Netzbetreibern verlangt. Die Regel wurde von der

ElCom entwickelt, um auf einfache Art und Weise eine Beurteilung der angemessenen Verwaltungs- und Vertriebskosten sowie des Gewinns der Netzbetreiber im Energievertrieb in der Grundversorgung zu ermöglichen. Grundsätzlich gilt seit Anfang 2020: Übersteigt die deklarierte Summe aus Verwaltungs- und Vertriebskosten inklusive Gewinn den Wert von 75 Franken pro Rechnungsempfänger nicht, werden diese aus Prioritätsgründen von der ElCom nicht näher betrachtet. Ein Netzbetreiber monierte, dass er mit der Absenkung des Schwellenwertes von 95 auf 75 Franken keinen Gewinn im Vertrieb mehr generieren könne. Der Antrag um Beibehaltung von 95 Franken als Aufgreifkriterium wurde abgelehnt. Die ElCom hatte die Senkung unter Berücksichtigung der Entwicklung von Kosten und Gewinne über die Jahre beschlossen. Die detaillierte Anwendung der 75-Franken-Regel hielt die ElCom in ihrer Weisung 5/2018 fest. Demgemäss gilt: Sind Verwaltungskosten – nach einer Überprüfung durch die ElCom – von mehr als 75 Franken je Rechnungsempfänger anrechenbar, steht es einem Netzbetreiber grundsätzlich frei, einen Gewinn analog der Berechnungsweise im Bereich Netz einzukalkulieren, sofern der Gesamtbetrag nicht den Wert von 120 Franken je Rechnungsempfänger überschreitet.

5.7 Sunshine-Regulierung

Die Sunshine-Regulierung vergleicht mit Hilfe eines transparenten und standardisierten Prozesses die Qualität, Kosteneffizienz und Tarife 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 eingreifen muss. Bei diesen Vergleichen werden Netzbetreiber mit ähnlichen Strukturen in Vergleichsgruppen zusammengefasst.

Zur Berechnung der Indikatoren verwendet die ElCom Daten, welche ihr die Netzbetreiber im Rahmen der Kostenrechnungen, 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.

Zur Beurteilung der Indikatoren werden die rund 620 Netzbetreiber nach topografischen Gegebenheiten (Siedlungsdichte) sowie aufgrund der Menge an ausgespielter Energie an Endverbraucher (Energiedichte) in insgesamt acht Vergleichsgruppen eingeteilt. Auf dieser Basis werden die individuellen Ergebnisse errechnet. Diese wurden den Betreibern im Dezember 2021 individuell zugestellt.

Im Berichtsjahr blieben die errechneten Indikatoren unverändert. Im neuen Jahr wird

wiederum geprüft werden, ob allenfalls neue Indikatoren in die Berechnungen mit einbezogen 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.

Wie bereits in den Vorjahren blieb die Schaffung einer rechtlichen Grundlage zur Publikation der Resultate im Rahmen der Revision des Stromversorgungsgesetzes ein wichtiges Thema: Ziel soll sein, die Publikation der individuellen Ergebnisse der Netzbetreiber an eine breite Öffentlichkeit – analog der Tarife auf der ElCom Strompreiswebseite – zu ermöglichen. Die ElCom hat im Berichtsjahr begonnen, die spätere Publikation bei Vorliegen der gesetzlichen Grundlagen vorzubereiten.

5.8 Messwesen

Die ElCom hat mit Verfügung 233-00093 vom 6. April 2021 entschieden, dass ein nicht zertifizierter Smartmeter, welcher vor dem 1. Januar 2018 eingebaut wurde, bis zum Ende der Lebensdauer eingesetzt werden darf. Der Einbau eines Smart Meters braucht keine Zustimmung des Endverbrauchers. Der Netzbetreiber muss die Datensicherheit von Messsystemen gewährleisten und das Datenschutzrecht beachten. Dies gilt unabhängig davon, ob das Messsystem zertifiziert ist oder nicht. Der Einsatz eines nicht zertifizierten Messsystems hat im beurteilten Fall die Datensicherheit und das Datenschutzrecht nicht verletzt. Für die Bearbeitung der Messdaten gemäss Artikel 8d Absatz 1 Buchstabe b StromVV liegt eine genügende rechtliche Grundlage vor. Das Vorgehen gemäss Artikel

8d StromVV ist verhältnismässig und liegt im öffentlichen Interesse. Die Verfügung wurde beim Bundesverwaltungsgericht angefochten; ein Urteil liegt zum Zeitpunkt der Publikation des Tätigkeitsberichts noch nicht vor.

Gemäss Artikel 8a Absatz 2 Buchstabe c StromVV haben Messkunden Anspruch darauf, ihre Lastgangwerte der letzten fünf Jahre abzurufen und in einem international üblichen Datenformat herunterzuladen. Die Kapital- und Betriebskosten, um diesen Anspruch zu gewährleisten, gelten als anrechenbare Netzkosten (Artikel 8a Absatz 2 bis StromVV); der Zugang muss bis am 30. Juni 2021 ermöglicht werden (Artikel 31l Absatz 6 StromVV). Ausnahmen sind möglich, wenn ein erheblicher Zusatzaufwand bei Systemen

entsteht, die nicht konform mit der StromVV sind. Lastgangwerte dürfen nicht nach einem Jahr gelöscht werden, auch wenn diese nicht

abrechnungsrelevant sind. Artikel 8a Absatz 2 Buchstabe c StromVV steht nicht im Widerspruch zu Artikel 8d Absatz 3 StromVV.

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.

Die ElCom beantwortete zahlreiche Anfragen und informierte und sensibilisierte die Netzbetreiber. Die ElCom schloss zudem einen Fall ab, bei welchem es um den Verdacht von Quersubventionierungen aus den regulierten Netzkosten in Projekte ausserhalb der Netzsparte ging.¹ Die ElCom führte aufgrund der jährlich eingereichten Kostenrechnungen

eine Voruntersuchung durch, um abzuklären, ob Anhaltspunkte für gesetzeswidrige Verhaltensweisen bestehen, welche die Eröffnung eines Verfahrens (vertiefte Tarifprüfung) rechtfertigen. Es wurden anhand der eingereichten Kostenrechnungen, Fragebögen und Befragungen die Anlagenwerte, Netzkosten und Energiekosten (Gestehungs- und Vertriebskosten) auf Unregelmässigkeiten hin überprüft. Dabei lag ein Fokus auf der Schlüsselung der Betriebskosten und der internen Verrechnung. Im Ergebnis konnten bei den Anlagenwerten und den Netzkosten keine Auffälligkeiten festgestellt werden. Da die durchgeführte Voruntersuchung der ElCom keine Indizien bezüglich einer möglichen Quersubventionierung zu Lasten des Netzbetriebes feststellte, wurde auf die Eröffnung eines Verfahrens verzichtet.²

¹ Vgl. Newsletter 02/2021 der ElCom unter www.elcom.admin.ch > Dokumentation > Newsletter

² Die festgestellte Verletzung der 95-Franken-Regel wurde vom Unternehmen über die Deckungsdifferenzen korrigiert.

5.10 Unterdeckungen

Laut Artikel 19 Absatz 2 der Stromversorgungsverordnung müssen die Netzbetreiber Differenzen zwischen ihren Erlösen und Kosten den Endverbrauchern über die Tarife der Folgeperioden zurückzuerstatten, wenn die Erträge die anrechenbaren Kosten übersteigen (sogenannte Überdeckungen). In analoger Weise dürfen die Netzbetreiber auch Budgetierungs-, Absatz- und Preisdifferenzen, welche zu Unterdeckungen führen, in die Tarife einrechnen. Dies muss in der Regel innert dreier Jahre erfolgen.

Die ElCom hat festgestellt, dass die Unterdeckungen von vielen Netzbetreibern nicht oder nicht in genügender Höhe abgebaut werden. Bis im Tarifjahr 2020 waren so rund 1.5 Milliarden Franken angefallen. Verteilnetzbetreiber sind nicht verpflichtet, Unterdeckungen kostenerhöhend geltend zu machen, sondern können diese auch abschreiben. Allenfalls kann ein Unternehmen bei der ElCom auch eine Verlängerung der Abbaufrist von drei auf maximal fünf Jahre beantragen.

Angehäuften Unterdeckungen bilden Risiken von künftigen Tarifierhöhungen ab. Zudem dürfen die Unterdeckungen gemäss der Weisung 2/2019¹ zu Lasten der Endverbraucher mit dem derzeit geltenden WACC von 3.83 Prozent verzinst werden. Die Beanreizung für Unterdeckungen im derzeitigen Zinsumfeld sind grundsätzlich hoch. Aus diesem Grund hat die ECom seit 2019 stark dahingehend kommuniziert, dass die Weisung 2/2019 bezüglich des Abbaus solcher Deckungsdifferenzen einzuhalten sei. Die Kommunikation hat zu einer gewissen Verbesserung geführt, die Kommission erachtete die Entwicklung jedoch nicht als ausreichend, da mit der Kostenrechnung für die Tarife 2021 immer noch insgesamt rund 1.3 Milliarden Franken Unterdeckungen ausgewiesen worden waren.

Aus diesem Grund hat die ECom eine mehrjährige Kampagne zur Auflösung der Unterdeckungen gestartet. In einem ersten Schritt sind im Spätsommer 2021 über 400 Netzbe-

treiber angeschrieben worden, deren Unterdeckungen in der Kostenrechnung für die Tarife 2021 im Netz und/oder in der Energie für die Tarife 2021 mehr als 10 Prozent ihres Umsatzes betragen. Die Netzbetreiber wurden im Schreiben aufgefordert

- Unterdeckungen tarifneutral auszubuchen, wenn auf die Geltendmachung verzichtet wird oder
- ein begründetes Gesuch mit Abbauplan einzureichen, wenn die Unterdeckungen nicht weisungskonform abgebaut werden.

Im Schreiben wurden die tarifneutrale Ausbuchung von Deckungsdifferenzen sowie die Rückforderung von kalkulatorischen Zinsen vorbehalten.

Derzeit werden die Abbaupläne überprüft. Es ist geplant, das Thema Unterdeckungen weiterhin eng zu begleiten.

5.11 ZEV, Praxismodell, KEV, Rückliefervergütung

Die ECom 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 ECom hat festgehalten, dass die Nutzung des bestehenden Verteilnetzes nicht zulässig ist. Entsprechend ist gemäss geltendem Energierecht die Bildung eines «Quartier-ZEV», welcher das individuelle Verteilnetz nutzt, nicht vorgesehen. Weiter hat die ECom festgehalten, dass Gesetz und Verordnung die Frage nicht regeln, ob hinter einem (Haus-)Anschlusspunkt mehrere ZEV sowie weitere Endverbraucher, welche nicht am ZEV teilnehmen, angeschlossen werden dürfen. Es bestehen keine explizi-

ten gesetzlichen Einschränkungen im Stromversorgungs- und Energierecht, welche dies ausschliessen. Werden die Vorgaben von Artikel 14 EnV zum Ort der Produktion sowie eine korrekte Messung der ZEV (jeweils Netzbezug und Einspeisung) gemäss Artikel 18 Absatz 1 EnG sowie allfälliger nicht teilnehmender Endverbraucher (Netzbezug) sichergestellt, können mehrere ZEV sowie weitere Endverbraucher hinter dem gleichen (Haus-)Anschlusspunkt angeschlossen sein. 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. Zu diesem soge-

nannten «Praxismodell» hatte die ElCom 2020 die Mitteilung «Praxismodell Eigenverbrauch» erlassen.¹ Aufgrund von Anfragen wurde die Mitteilung am 30. Juni 2021 ergänzt. Dabei wurde festgehalten, dass Netzbetreiber nicht verpflichtet sind, für Anlagenbetreiber gemeinsamen Eigenverbrauch im Sinne des Praxismodells zu ermöglichen. Eine Umsetzung erscheint im Sinne der Energiestrategie 2050 aber als wünschenswert. Weiter gab es einige Präzisierungen zur Messung (Ziff. 2.2.) sowie einen Anhang zu den Unterschieden zwischen ZEV und Praxismodell.

In einem Verfahren der Kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) hatte das Bundesgericht entschieden, dass die fragliche Photovoltaikanlage nur optisch und nicht baulich integriert ist. Die ElCom hatte 2020 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 vereinbaren Richtlinie des BFE entstanden sind. Der Anlagenbetreiber erhob gegen die Verfügung der ElCom Beschwerde beim Bundesverwaltungsgericht. Dieses wies mit rechtskräftigem Urteil A-6525/2020 vom 7. September 2021 die Beschwerde ab und bestätigte den Entscheid der ElCom vollumfänglich.

Eine andere KEV-Verfügung der ElCom aus dem Jahr 2020, mit welcher diese die Nichtgenehmigung einer Fristerstreckung für die Projektfortschrittmeldung durch die Swissgrid AG stützte, wurde im Berichtsjahr sowohl durch das Bundesverwaltungsgericht (mit Urteil A-2974 vom 8. März 2021) wie auch das Bundesgericht (mit Urteil 2C_351/2021 vom 30. September 2021) bestätigt.

Die ElCom hat in der Verfügung 222-00001 vom 11. Mai 2021 die Ermittlung der Rückliefervergütung für erneuerbare Energien beurteilt. Können sich Netzbetreiber und Produzenten nicht einigen, entscheidet die ElCom (Artikel 62 Absatz 3 EnG). Die Rückliefervergütung für Elektrizität aus erneuerbaren Energien richtet sich nach den vermiedenen Kosten für die Beschaffung gleichwertiger Elektrizität (Artikel 15 Absatz 3 Buchstabe a EnG). Artikel 12 Absatz 1 EnV präzisiert, dass sich die Rückliefervergütung nach den Kosten für den Bezug gleichwertiger Elektrizität bei Dritten sowie den Gestehungskosten der eigenen Produktionsanlagen richtet. Für die Herkunftsnachweise besteht keine Pflicht zur Abnahme. Gemäss ElCom ist Artikel 12 Absatz 1 EnV gesetzeskonform. Die Verfügung wurde angefochten und ist beim Bundesverwaltungsgericht hängig. Streitig ist die Berücksichtigung der Gestehungskosten.

¹ abrufbar unter www.elcom.admin.ch > Dokumentation > Mitteilungen)

6 Marktüberwachung



Strom wird auf verschiedenen europäischen Strombörsen sowie bilateral über Broker-Plattformen gehandelt. Die Schweizer Handelshäuser gehören zu den führenden Marktteilnehmern.

6.1 Markttransparenz im Stromgrosshandel

Anfang des Jahres beschäftigte sich die ElCom noch mit einem Rückblick auf die negativen Preise 2020. Im zweiten Halbjahr 2021 waren die Tätigkeiten der Sektion Marktüberwachung von den hohen Preisen im Stromgrosshandelsmarkt geprägt. Dabei gingen die Gas- und Strompreise am Spot- und am Terminmarkt sprichwörtlich durch die Decke und erreichten wöchentlich neue Höchststände. Haupttreiber der Strompreise waren dabei die Gas-, Kohle- und CO₂-Preise, welche in der zweiten Jahreshälfte auf ein sehr hohes Niveau anstiegen. Die tiefen Lagerbestände im Gas und die damit verbundenen Sorgen um die Versorgung liessen die Gaspreise stark ansteigen.

Der im Jahr 2020 verschobene Workshop «Algorithmischer Handel – Auswirkungen im Handel» konnte diesmal online erfolgreich abgehalten werden. Dabei wurde das Thema

«Algorithmischer Handel» aus den unterschiedlichsten Perspektiven beleuchtet. Dazu wurde einerseits eine akademische Betrachtung gemacht, aber auf der anderen Seite wurde auch diskutiert, welche Auswirkungen der praktische Einsatz von Algorithmen im Kurzfristhandel an der Börse hat und welche Compliance-Vorkehrungen diesbezüglich bei den Marktteilnehmern getroffen werden. Bei einem Blick über die Grenzen informierte die Bundesnetzagentur über einen Fall einer REMIT-Verletzung aufgrund des Einsatzes von Algorithmen im Gasmarkt. Abschliessend stellte die ElCom die Ergebnisse ihrer Marktumfrage sowie ihre Mitteilung zum algorithmischen Handel vor.

In Rahmen des Workshops wurde auch der jährliche Markttransparenzbericht, der eine Übersicht über die wesentlichen Aktivitäten der Sektion Marktüberwachung gibt, veröf-

fentlicht. Neben diversen durchgeführten Analysen bietet der Markttransparenzbericht auch eine Übersicht über die jährliche Entwicklung der Spot- und Terminmarktberichte. Die Basis dafür sind die seit 2018 wöchentlich veröffentlichten Spot- und Terminmarktberichte der ElCom.

Eine Analyse der Veröffentlichung von Insider-Informationen auf der EEX-Transparenz-Plattform hat ergeben, dass die veröffentlichten Informationen für Marktteilnehmer manchmal schwer nachvollziehbar sind. Gerade beim Hoch- bzw. Herunterfahren von Kernkraftwerken sollte diese Zeit als Rampe veröffentlicht werden. Auf Empfehlung der ElCom wird dieses Reporting nun angepasst. Der Startzeitpunkt bezieht sich neu auf den Beginn des Herunterfahrens bzw. des Hochfahrens des Kraftwerks. Zusätzliche Informationen können in einem Textfeld zur Verfügung gestellt werden.

Aufgrund der steigenden Datenmengen wurde die Reporting-Infrastruktur der ElCom weiterentwickelt und das Cyber Security Konzept angepasst. Dies hat zur Folge, dass der benötigte Speicherplatz reduziert und Analysen einfacher und schneller durchgeführt werden können.

Der Austausch mit einigen Marktüberwachungsstellen der Nachbarländer fand auch in diesem Jahr online statt. Diese Treffen erlauben, bezüglich der Entwicklungen bei ACER auf dem Laufenden zu bleiben und aktuelle Marktereignisse und -entwicklungen zu diskutieren. Vor diesem Hintergrund erfolgten auch Koordinationssitzungen mit der FINMA, der SIX und EPEX Spot.

Auch im Jahr 2021 wurden die Arbeiten der ElCom auf europäischer Ebene durch die Tätigkeit in der CEER Market Integrity and

Transparency Working Group (CMIT) fortgesetzt. Zentral waren dabei die Mitarbeit beim umfassenden Fragebogen betreffend die Umsetzung von Markttransparenz und -integrität in der EU. Die Ergebnisse dieses Fragebogens gewährten der ElCom Einblick in die REMIT-Regulierungsprozesse in Europa.

Das Thema des diesjährigen ACER EMIT Forums war ein Rückblick auf 10 Jahre REMIT (Verordnung über die Integrität und Transparenz des Energiegrosshandelsmarkts) sowie ein Ausblick nach dem Motto: REMIT beyond. Im Rahmen dieses Forums wurden aktuelle Entwicklungen diskutiert, wie der verstärkte Einsatz von Algorithmen im Markt und die steigende Nutzung von Flexibilitäten, vor allem bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen, sowie etwaige Auswirkungen auf die Marktpreise. Die Teilnehmenden waren sich einig, dass das REMIT-Meldesystem funktioniert, eine perfekte Datenqualität aber schwer zu erreichen ist. Eine sehr gute Datenqualität ist für eine effiziente Datenanalyse unerlässlich. Eine grössere Flexibilität beim Umfang der Datenmeldung würde REMIT in die Lage versetzen, gerade mit Hinblick auf die Marktkopplung von Ausgleichsmarkt-Plattformen besser mit den Marktentwicklungen Schritt halten zu können. Da sich die REMIT-Landschaft jedoch weiterentwickelt, könnte es irgendwann notwendig werden, sie zu überarbeiten und zu ändern. In der Schweiz selbst ist REMIT nur teilweise umgesetzt. Eine im Dezember 2021 eingereichte parlamentarische Initiative mit dem Titel «Mehr Transparenz und Integrität im Stromgrosshandel sorgt für faire Preise für Stromverbraucher»¹ könnte die Grundlagen für eine Angleichung an REMIT schaffen. Die parlamentarische Initiative wurde noch nicht behandelt.

¹ Vgl. *Parlamentarische Initiative - Grosse Jürg*, 21.510

6.2 Marktüberwachung 2021 in Zahlen

Die Zahl der bei der ElCom im Jahr 2021 registrierten Marktteilnehmer ist von 78 auf 82 gestiegen. Im Gegensatz dazu hat sich die Anzahl der Datenlieferanten, sogenannte Registered Reporting Mechanism (RRM), nicht verändert und ist bei 9 geblieben. Diese übermitteln die Daten der von den registrierten Marktteilnehmern in den EU-Märkten getätigten Energiehandelsgeschäften an die ElCom. Die Fundamentaldaten und die Publikationen zu Insider-Informationen erhielt die ElCom wie bereits in den Vorjahren über die eigenen, dafür geschaffenen Schnittstellen mit ENTSO-E und der EEX-Transparenzplattform.

Auch im Jahr 2021 hat sich die Anzahl der rapportierten Transaktionen weiter erhöht. So erhielt die ElCom im Betrachtungszeitraum 45.2 Millionen rapportierte Transaktionen. Die Zunahme der gelieferten Daten ist moderat und lässt sich durch einen Trend zu immer kurzfristigeren Handelsaktivitäten und dem damit verbundenen vermehrten Einsatz von automatisierten Handelsalgorithmen erklären.

Bei den übermittelten Daten stellen auch 2021 die Standardverträge mit knapp 90 Prozent die Mehrheit der Meldungen dar. Die bei den Standardverträgen in den Vorjahren etablierte Dominanz der Spot- gegenüber den Termingeschäften wurde beibehalten, mit einem leichten Anstieg von 94 auf 95 Prozent. Der Grossteil der übermittelten Daten stammt aus dem kontinuierlichen Kurzfristhandel, dieser Anteil schlägt mit 58 Prozent zu Buche. Die registrierten Marktteilnehmer meldeten den Abschluss von 8'685 Nicht-Standardverträgen, was eine Veränderung von etwa 40 Prozent gegenüber dem Vorjahr darstellt.

Grösser ist hingegen der Anstieg bei den Fundamentaldaten. Es wurden etwas über eine

Million Meldungen mehr registriert als 2020, was einem Anstieg von knapp 20 Prozent gegenüber dem Vorjahr entspricht. Moderate Veränderung gab es auch bei den Veröffentlichungen von Insider-Informationen. Die gemeldeten Vorfälle nahmen im Vergleich zum Vorjahr um etwa 15 Prozent zu.

Für ein besseres Marktverständnis und um die Funktionsweise der Märkte und Preisbildungsmechanismen effizient beobachten und einschätzen zu können, bezieht die ElCom noch weitere Daten mit ein. Dazu zählen unter anderem die Settlement Preise von EEX, die bei den Analysen als Referenz herangezogen werden, oder Informationen von Refinitiv. Ergänzend werden für die Erstellung der verschiedenen Reports und Analysen auch Informationen aus öffentlichen Quellen genutzt, wie beispielsweise von Swiss Meteo.

Die Bearbeitung und Analyse der erhobenen Daten ermöglicht die Einschätzung der Marktentwicklung an den (europäischen) Grosshandelsmärkten. Dies ist gerade deshalb von Bedeutung, weil die Marktpreise in der Schweiz von den Entwicklungen und Geschehnissen in den umliegenden Ländern stark beeinflusst werden.

Die verfügbaren Fundamentaldaten werden auch in diversen Publikationen verwendet, vor allem in den Spot- und Terminmarktberichten und dem Markttransparenzbericht, die vor allem zur Verbesserung der Transparenz für die produktions- und verbrauchsseitigen Marktteilnehmer beitragen. Sämtliche zur Verfügung stehenden Daten tragen zu einer erhöhten Qualität der Analysen, Studien und Veröffentlichungen der ElCom bei.

6.3 Stark steigende Preise in der EU und in der Schweiz

Die Strompreise am Spot- und am Terminmarkt sind im Verlauf des Jahres 2021 sehr stark angestiegen. Ein Kontrakt mit Stromlieferungen in der Schweiz zu jeder Stunde für das Lieferjahr 2021 (Cal 21 Base) wurde am Terminmarkt im Jahr 2020 zwischen 37.95 EUR/MWh und 53.15 EUR/MWh gehandelt. Hätte man die gleiche Stromlieferung im Verlauf von 2021 am Spotmarkt im Rahmen der Day-Ahead-Auktion eingedeckt, hätte man dafür 115 EUR/MWh bezahlen müssen. Während zu Jahresbeginn die Strompreise für die Lieferjahre 2022, 2023 und 2024 zu ähnli-

chen Preisen gehandelt wurden, ist die Preisdifferenz zwischen diesen Stromkontrakten im Jahresverlauf stetig gestiegen. Ein Kontrakt mit Stromlieferungen in der Schweiz zu jeder Stunde für das Lieferjahr 2022 (Cal 22 Base) kostete zu Jahresbeginn noch 52.5 EUR/MWh (EEX Schlusskurs vom 11. Januar 2021) und erreichte Ende Dezember einen Höchstwert von 332.48 EUR/MWh (EEX Schlusskurs vom 22. Dezember 2021). Der höchste Preis für Stromlieferungen lag für das Lieferjahr 2023 bei 144.80 EUR/MWh (EEX Schlusskurs vom 21. Dezember 2021).

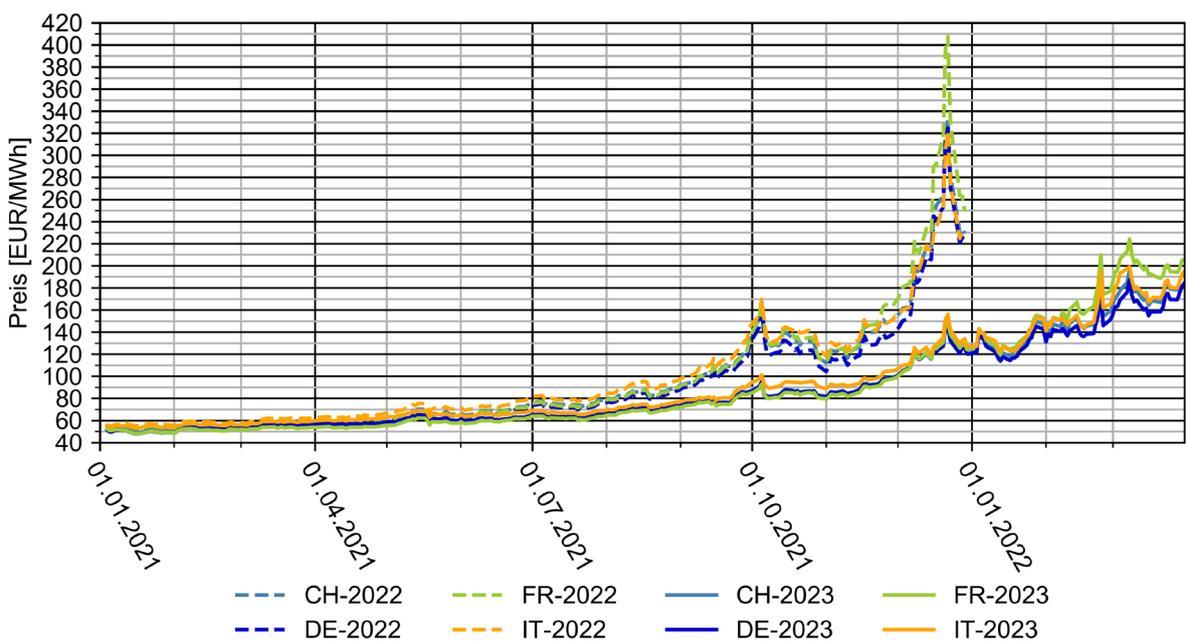


Abbildung 17: Preise im Verlauf des Jahres 2021 für Jahresprodukt Base für Lieferjahr 2022 und 2023 für Lieferort Schweiz (CH), Frankreich (FR), Deutschland (DE) und Italien (IT)

Haupttreiber der Strompreise waren die hohen Gas-, Kohle- und CO₂-Preise. Die tiefen Lagerbestände im Gas und die damit verbundenen Sorgen um die Versorgung liessen die

Gaspreise im Verlauf von 2021 stark ansteigen. Der Winter 2020/2021 war in Europa eher kalt, und die Erzeugung aus erneuerbaren Energien eher unter Norm, was zu einer

stärkeren Gasnachfrage in Europa geführt und die Gaslagerbestände weiter gesenkt hat. Die Preise für Flüssiggas (LNG) waren im Verlauf von 2021 in Asien höher als in Europa, LNG wurde deshalb weiterhin vor allem nach Asien geleitet. Verzögerungen bei der Inbetriebnahme von Nord Stream 2 haben die Gaspreise ab September 2021 und für das Lieferjahr 2022 stark ansteigen lassen. Diese hohen Gaspreise haben die Wettbewerbsfähigkeit von Kohle im europäischen Brennstoffmix verbessert und damit die Nachfrage nach Kohle erhöht, was wiederum den Kohlepreis nach oben getrieben hat. Auch der CO₂-Preis ist seit Anfang 2021 stark gestiegen. Dabei waren der «Green Deal» und das «Fit for 55»-Paket wichtige Treiber im CO₂-Markt.

Starke Preisbewegungen am Grosshandelsmarkt erhöhen für Schweizer Energieversorgungsunternehmen (grössere EVUs und Produzenten), die sehr aktiv am Grosshandelsmarkt teilnehmen, das Kredit- und Liquiditätsrisiko.

Der Stromhandel findet in der Schweiz vor allem Over The Counter (OTC) statt, obwohl in den letzten Jahren der Handel über die Börse zugenommen hat. OTC werden Forwards, an der Börse werden Futures als Termingeschäfte abgeschlossen.

Der Vorteil bei den Futures liegt darin, dass es kein Gegenparteirisiko gibt. Die Börse schaut mittels täglicher Margin Calls, dass es zu keinem Kreditausfall kommt. Allerdings führen Margin Calls dazu, dass Unternehmen bei der Börse Geld hinterlegen müssen, um ihre Handelsposition finanziell decken zu können. Daraus ergibt sich der Nachteil, dass es bei grossen Änderungen der Preisniveaus oder einer signifikanten Zunahme der Volatilität zu einem kurzfristigen Liquiditätseng-

pass im Unternehmen kommen kann. Haben beispielsweise Energieversorgungsunternehmen die Stromproduktion eigener Kraftwerke oder spekulativ Strom über die EEX Börse bereits früher verkauft, kann es aufgrund der Margin Calls zu Liquiditätsengpässen in diesen Unternehmen kommen. Die Einnahmen aus dem Stromverkauf für das Lieferjahr 2022 sind noch nicht in den Büchern realisiert, es muss aber bereits bei der Börse die Preisdifferenz zwischen dem aktuellen Marktpreis und dem damals vereinbarten Verkaufspreis als Geldbetrag hinterlegt werden.

Bei Forwards, welche OTC gehandelt werden, kommt es, ausser dies ist explizit im EFET Vertrag zusätzlich vereinbart, zu keinem Margining. Es gibt somit kein Liquiditätsrisiko, kann aber durchaus zu einem Ausfall der Gegenpartei kommen. Somit besteht ein Kreditrisiko.

Die starken Preisbewegungen können dazu führen, dass Gegenparteien – eventuell aufgrund von Liquiditätsengpässen oder spekulativen Handelsstrategien – Konkurs anmelden müssen. Dadurch ist auch für Schweizer Energieversorger das Kreditrisiko in letzter Zeit stark gestiegen. Fallen Gegenparteien aufgrund von Insolvenzen aus, müssen eventuell bereits abgeschlossene Terminmarktgeschäfte nochmals am Markt zu möglicherweise deutlich ungünstigeren Konditionen getätigt werden. Dies kann aus finanzieller Sicht problematisch sein.

Für die Schweizer Endkunden in der Grundversorgung sind die starken Preisanstiege für Stromlieferungen für das Lieferjahr 2022 weniger problematisch. Gemäss Artikel 6 Absatz 3 StromVG sind die Elektrizitätstarife für mindestens ein Jahr fest und aufgeschlüsselt nach Netznutzung, Energielieferung, Abgaben und Leistungen an Gemein-

wesen zu veröffentlichen. Artikel 10 StromVV verpflichtet die EVUs, die Netznutzungs- und Elektrizitätstarife bis spätestens am 31. August zu veröffentlichen. Die meisten Schweizer EVUs, die nicht genügend Eigenproduktion haben, um ihren Strombedarf für die Grundversorgung zu decken, beschaffen die Mengen am Grosshandelsmarkt kontinuierlich bis zu drei Jahre im Voraus und haben in der Regel zum Zeitpunkt der Tarifpublikation ihren Bedarf für die grundversorgten Kunden eingedeckt. Diese vorsichtige Beschaffungsstrategie zahlt sich nun sowohl für das Lieferjahr 2021, wo die Spotpreise deutlich über die Terminmarktpreise lagen, wie auch für das Lieferjahr 2022, wo die Terminmarktpreise vor allem ab der zweiten Hälfte der Jahres 2021 stark gestiegen sind, aus.

Steigende Energiepreise wirken sich für Kunden am freien Markt, welche Ihre Energie nicht im Voraus beschafft haben, sofort aus. Kunden in der Grundversorgung spüren den Preisanstieg erst mit Verzögerung bei der nächsten Festlegung der Tarife. Der Preis am Grosshandelsmarkt für Stromlieferungen für das Lieferjahr 2023 ist zwar nicht in so starkem Ausmass gestiegen wie für das Lieferjahr 2022; dennoch ist zu erwarten, dass die Tarife von EVUs, die einen grösseren Teil ihres Energiebedarfs für die Grundversorgung am Markt eindecken müssen, für 2023 im Vergleich zu 2022 ansteigen werden.

Die ElCom hat zur Frage der nachträglichen oder unterjährigen Anpassung von Tarifen eine lange und gefestigte Praxis. Eine nachträgliche Anpassung der publizierten Energietarife ist demnach nicht zulässig. Dies ergibt sich einerseits aus der gesetzlichen Frist

zur Publikation der Tarife, welche durch die Möglichkeit von nachträglichen Anpassungen beliebig umgangen werden könnte. Andererseits sind die publizierten Energietarife Grundlage für allfällige Wechselentscheide der Endverbraucher. Auch bei den aktuell steigenden Strompreisen ist nach dieser Praxis eine Anpassung der Energietarife nach Publikation Ende August nicht zulässig. Die Abweichungen zwischen den Tariferlösen und den tatsächlich entstandenen Gesteuerungskosten kann der Netzbetreiber wie gewohnt über die Deckungsdifferenzen in den Folgejahren ausgleichen.

Durch die Erhöhung der Energiepreise sollten im Rahmen der Ersatzversorgung auch keine falschen Anreize gesetzt werden. Im Entwurf des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (Mantelerlass) ist vorgesehen, die Ersatzversorgung gesetzlich zu regeln. Die entsprechende Bestimmung ist in Artikel 7 festgehalten.

Hohe Preise am Stromgrosshandelsmarkt, aber insbesondere hohe Preisdifferenzen zwischen den Wintermonaten Dezember, Januar, Februar und März, wirken sich auf den Stand der Speicherseen und somit auch auf die Versorgungssicherheit aus. Sind die Preise am Grosshandelsmarkt zum Beispiel für Dezember 2021 deutlich höher als für die späteren Monate, ist die Wahrscheinlichkeit hoch, dass aufgrund der Marktsituation die Speicher im Dezember stärker entleert werden als üblich. Die ElCom überwacht die Entwicklung dieser Preisdifferenzen genau, um mögliche Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit frühzeitig zu erkennen.

6.4 Analyse der Schweizer Grenzen, 2018 – 2021

In welchem Rahmen und unter welchen Bedingungen in Zukunft Strom importiert und exportiert werden kann, ist wegen der aktuellen Diskussion über die Fortführung der bilateralen Beziehungen mit der EU mehr denn je ungewiss. Zudem zeichnet sich derzeit ab, dass die Schweiz längerfristig mindestens zeitweise auf mehr Stromimporte angewiesen sein wird, da mit der geplanten Ausserbetriebnahme der Atomkraftwerke substanziale Stromproduktion im Inland wegfallen wird, welche möglicherweise nicht rechtzei-

tig mit dem Ausbau von erneuerbaren Energien kompensiert werden kann. Vor diesem Hintergrund wurden die Entwicklungen der kommerziellen Grenzkapazitäten, welche im Stromgrosshandel benötigt werden, um Strom mit den umliegenden Ländern handeln zu können, für die Jahre 2018 – 2021 untersucht. Der ganze Bericht kann auf der Homepage der ElCom eingesehen werden.¹ Die Tageskapazitäten (Durchschnitt über 24 Stunden) beispielsweise entwickelten sich wie in Abbildung 18 dargestellt.



Abbildung 18: Oben: Monatsmittelwert der versteigerten Tageskapazitäten pro Grenze, kumuliert. Unten: Monatsmittelwert der Clearing Preise der Tagesauktionen pro Grenze. Daten berücksichtigt bis Oktober 2021.

Die Analyse untersucht nebst den Jahreskapazitäten auch die Monats- und Tageskapazitäten. Es zeigt sich, dass es über alle Kapazitäten gesehen keinen starken Trend gibt, weder nehmen die Mengen deutlich

zu noch ab. Wenn die Schweiz weiterhin kein Stromabkommen mit der EU abschliesst, besteht jedoch ein latentes Risiko, dass die Bewirtschaftung der Grenzkapazitäten schwieriger wird und die dem Handel zur

Verfügung gestellten Kapazitätsmengen reduziert werden. Diesbezüglich wird insbesondere die Umsetzung der sogenannten minRam-Regel² der EU zu beobachten sein.

Die Preise für die Grenzkapazitäten haben sich tendenziell etwas verringert, im Wesentlichen weil sich auch die Strompreisdifferenzen zwischen der Schweiz und dem angrenzenden Ausland etwas verringert haben. Allerdings haben die aussergewöhnlichen Strompreisentwicklungen im Herbst 2021 zu einer Trendumkehr geführt. Ob dies nachhaltig sein wird, bleibt abzuwarten.

Es ist durchaus möglich, mit der Optimierung von Jahres- und Monatskapazitäten gegen die Tageskapazitäten Gewinn zu erwirtschaften. Dazu sind aber korrekte Einschätzungen der Marktentwicklungen nötig. Die letzten Jahre haben gezeigt, dass sich der Markt auch irren kann oder von unvorhergesehenen Ereignissen wie beispielsweise Corona oder den extremen Gaspreisen im Herbst 2021 überrascht wird.

¹ Vgl. Bericht «Grenzkapazitäten im Handel: Entwicklung 2018 - 2021» der ElCom unter www.elcom.admin.ch > Dokumentation > Berichte und Studien

² Vgl. dazu auch den Bericht «Berücksichtigung des Schweizer Netzes in der Kapazitätsberechnung der EU» der ElCom unter www.elcom.admin.ch > Dokumentation > Berichte und Studien

6.5 Empfehlungen der ElCom in Bezug auf die Meldung von Insider-Informationen

Im Rahmen der Monitoring Tätigkeiten der Sektion Marktüberwachung wurden im Dezember 2020 die Meldungen von Kernkraftwerksrevisionen auf der EEX Transparenz Plattform mit den tatsächlich gemeldeten Fahrplänen auf der ENTSO-E Transparenzplattform verglichen. Dabei hat die ElCom festgestellt, dass Schweizer Marktteilnehmer bei geplanten Revisionen den Zeitpunkt der Ausserbetriebnahme auf der EEX Transparenz Plattform unterschiedlich melden. Teilweise bezieht sich die Veröffentlichung auf der EEX Transparenz Plattform beim Herunterfahren des Kraftwerks auf den Startzeitpunkt der Rampe, teilweise auf das Ende der Rampe. Tendenziell verzichteten zu diesem Zeitpunkt Schweizer Marktteilnehmer auf eine Meldung von Rampen.

Das Q&A-Dokument von ACER hat sich laufend erweitert. Es enthält eine Zusammenfassung häufig gestellter Fragen von Marktteilnehmern und anderen Interessengruppen sowie die Antworten von ACER zur Regulierung (EU) Nr. 1227/2011 über Integrität und Transparenz des Energiegrosshandelsmark-

tes (REMIT). In der Version von Juni 2020 wurde die Frage, ob eine Rampe beim Hoch- oder Runterfahren des Kraftwerks als Insider-Information veröffentlicht werden muss, im Abschnitt III.7.14. wie folgt beantwortet:

Ramping-Situationen, die gemäss Artikel 2 Absatz 1 des REMIT als Insider-Information gelten (d. h. eine Ramping-Situation genauer Art, die nicht veröffentlicht wurde, die sich direkt oder indirekt auf ein oder mehrere Energiegrosshandelsprodukte bezieht und die, wenn die Information öffentlich wäre, die Preise dieser Grosshandelsenergieprodukte mit hoher Wahrscheinlichkeit erheblich beeinflussen würde) sollte gemäss REMIT Artikel 4 offengelegt werden.¹

Im Verlauf von 2021 hatte die Sektion Marktüberwachung mehrere Gespräche mit Schweizer Marktteilnehmern und den EU-Regulatoren zum Thema Inside Informationen und Rampen. Das Ziel der Gespräche war, eine Branchenlösung für die Schweiz zu finden. Man wollte sich auf eine einheitliche Meldepraxis im Sinne

der ACER-Empfehlungen und der europäischen Branchenstandards für die Meldung von Rampen bei Kernkraftwerken einigen.

Abklärungen der Marktteilnehmer haben ergeben, dass es in einer Rampe von Kernkraftwerken neuralgische Punkte gibt, die jeweils mit einer praktisch linearen Zunahme der Produktion erreicht und für eine Zeit lang gehalten werden. Ab 2022 werden die REMIT Meldungen in Bezug auf Schweizer Kernkraftwerke auf der EEX Transparenzplattform mit einem Textfeld ergänzt werden, welches die Dauer der verschiedenen Anfahr- und Abfahrrampen transparenter

abbildet. Zudem wird der Startzeitpunkt beim Kraftwerksausfall zu Beginn der Rampe sein; der Startzeitpunkt des Hochfahrens des Kraftwerks wird derjenige sein, an dem das Kraftwerk beginnt hochzufahren. Dies soll die Transparenz am Strommarkt erhöhen und dazu führen, dass die preislichen Auswirkungen auf Grosshandelsenergieprodukte im Kurzfristmarkt für alle Marktteilnehmer im Voraus besser abgeschätzt werden können.

1 Aus der originalen Fassung übersetzt: Ramping situations that qualify as inside information as per Article 2(1) of REMIT (i.e. a ramping situation of a precise nature which has not been made public, which relates, directly or indirectly, to one or more wholesale energy products and which, if it were made public, would be likely to significantly affect the prices of those wholesale energy products) should be disclosed under Article 4 of REMIT. Quelle: ACER REMIT

7 Internationales



Im Strommarkt besteht eine besonders enge internationale Verbindung aufgrund der effektiven physischen Vernetzung. Diese erlaubt nicht nur Handel, sondern ist auch in Bezug auf die Versorgungstabilität von hoher Bedeutung.

Die Rückgänge des Stromverbrauchs aufgrund der Lockdowns und des Wirtschaftsabschwungs im Jahr 2020 liessen mit der wirtschaftlichen Erholung im Jahr 2021 nach, die in der EU insbesondere durch das mit über 800 Milliarden Euro ausgestattete Konjunkturprogramm Next Generation EU (2020) unterstützt wurde.

Im Gegensatz dazu führten ab der zweiten Jahreshälfte 2021 plötzliche, starke und relativ unerwartete Gaspreisanstiege bei anderen Energieträgern (Kohle, Öl usw.) sowie bei den Strompreisen zu Rekordwerten, die sich nach und nach auf allen Grosshandelsmärkten (Börsen) ausbreiteten.

In den Ländern, in denen die Verbraucher oder die Stromerzeugung direkter von Gas oder sogar Kohle abhängig sind, wurden sie schnell zu einem Politikum, wobei es in der EU zwischen den südlichen oder östlichen Mitgliedstaaten und den nördlichen, die

stärker auf erneuerbare Energien setzen, grosse Meinungsverschiedenheiten über die Ursachen und Abhilfemassnahmen gab.

Während einige den neuen EU-Rechtsrahmen («CEP - Clean Energy Package», 2019), dessen Umsetzung sich 2020-2021 unter anderem wegen Covid verzögerte, kritisieren, halten andere Länder ihn für angemessen. Allerdings sind die Probleme eher auf unzureichende nationale Energiepolitik und -gesetze oder die geopolitische Abhängigkeit der EU von fossilen Energieträgern aus Drittländern zurückzuführen als auf die Reformen, die die EU seit 2009 und 2019 insbesondere im Stromsektor vorangetrieben hat.

Die Überarbeitungen und Implementierungen der Methoden einiger spezifischer EU-Netzkodizes, die sich 2020 aufgrund der Covid-Krise ebenfalls verzögert hatten, wurden 2021 in den Bereichen Netzbetrieb, Netzanschluss, Engpassmanagement und

Regelenergie wieder aufgenommen und beschleunigt (z. B. Kapazitätsberechnungen für Intraday-, D-1-, Regelenergie- oder Terminmärkte). Auf Wunsch der Europäischen Kommission wurde 2021 ein einziges Projekt für einen zusätzlichen neuen Netzcode gestartet: Es betrifft die Cybersicherheit im Stromsektor. ENTSO-E wird ihn voraussichtlich 2022 in Abstimmung mit ACER zur endgültigen Verabschiedung als EU-Verordnung fertigstellen («Network Code on Cybersecurity to set a European standard for the cybersecurity of cross-border electricity flows»).

Wie die anderen EU-Gesetze und Netzkodizes zielt er darauf ab, den gesetzlichen Rahmen zu harmonisieren, mit dem Ziel der Liberalisierung und Integration der nationalen Elektrizitätsmärkte. Weiterhin sollen positive Effekte zu Gunsten der europäischen Konsumenten, der erneuerbaren Energien, der Versorgungssicherheit, des Wettbewerbs und der Innovation erzielt werden.

In diesem Sinne hat die Europäische Kommission am 15. Dezember 2021 auch eine umfassende Reform des Gassektors vorgeschlagen, um die Voraussetzungen für einen Übergang von fossilem Erdgas zu erneuerbaren und CO₂-armen Gasen zu schaffen und die Widerstandsfähigkeit des Gassystems zu stärken. Die EU will ihre Treibhausgasemissionen bis 2030 um mindestens 55 Prozent senken, um ihre im Rahmen des Pa-

riser Abkommens (2015) eingegangenen Verpflichtungen zur Klimaneutralität bis 2050 einzuhalten und ihren ehrgeizigen europäischen Green Deal zu verwirklichen.

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 oder auch in politischer, gesetzlicher und wirtschaftlicher Hinsicht.

Im 2021 ist die relevanteste Entwicklung für die ElCom im Rahmen der internationalen Zusammenarbeit die Kündigung des Memorandum of Understanding (MoU) durch ACER. ACER und die ElCom hatten 2015 dieses MoU unterschrieben und darin einen Beobachterstatus der ElCom in den Elektrizitätsarbeitsgruppen von ACER vereinbart. Die starke Integration des Schweizer Stromnetzes in Europa war damals die gemeinsame Motivation, eine solche Zusammenarbeit zu ermöglichen. Seit dem Abbruch der Verhandlungen zum Rahmenabkommen CH-EU im Mai 2021, der Eskalation bezüglich der Teilnahme von Swisgrid an den Balancing-Plattformen sowie dem Brexit hat sich der Ton der EU-Instanzen gegenüber der Schweiz verschärft. ACER hat nun im August 2021 das MoU gekündigt. Somit hat die ElCom keinen direkten Einblick in die entsprechenden Arbeitsgruppen mehr.

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 vorrangbe-rechtigt. Drittens werden aktuell Kapazitäten im Intradayhandel nicht bepreist.

Somit wird der grössere Teil der Kapazitäten der grenzüberschreitenden Leitungen im Rahmen expliziter Auktionen zugeteilt. Dabei erfolgt die Vergabe des Transportrechts getrennt vom Energiegeschäft. Im Gegensatz dazu wird bei impliziten Auktionen das Transportrecht automatisch beim Stromverkauf an der Börse dem Meistbietenden erteilt.

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.

Die schrittweise Einführung der flussbasierten Marktkopplung (Flow Based Market Coupling - FBMC) durch mehr und mehr EU-Mitgliedstaaten erlaubt eine volkswirtschaftlich bessere Ausnutzung der Netzkapazitäten und gibt Anreize, Engpässe durch zweckmässige Investitionen zu beheben. Zudem wird durch eine Einschränkung der Grenzkapazitäten zwischen Ländern und Preiszonen eine Verlagerung dieser Engpässe an die Grenze so weit als möglich vermieden. Das FBMC wird Mitte 2022 auf 13 EU-Länder ausgeweitet werden und zukünftig vermutlich auf weitere Länder, inklusive Italien.

Die EU und ACER sind dadurch 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 EU-Verordnung 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt vom 5. Juni 2019 einen Mindestanteil von 70 Prozent der Kapazität aller Leitungen für kommerzielle zonenübergreifende Austausch vor, damit die Marktintegration und die Versorgungssicherheit auf gesamteuropäischer Ebene verbessert werden können. Bei diesen 70 Prozent grenzüberschreitender Kapazität sind Ausnahmen bis 2025 möglich.

Im Jahr 2021 sind die Grenzen zwischen Bulgarien, Ungarn, der Slowakei und Rumänien und ihren EU-Nachbarn in das sogenannte «Single Day-Ahead Coupling (SDAC)» aufgenommen worden. Dieses zielt auf einen einheitlichen paneuropäischen Strommarkt mit Tageshorizont (D-1) ab. Damit sind nun nahezu alle EU-Länder und nahezu alle oder zumindest die wichtigsten Verbindungsleitungen innerhalb der EU im SDAC erfasst. Ihre Kapazitäten werden durch einen gemeinsamen Optimierungsalgorithmus zugewiesen, der die Grosshandelsmärkte der verschiedenen Regionen der EU miteinander koppelt.

Was den Intraday-Markt betrifft, so schloss sich Italien im September 2021 den 21 anderen EU-Ländern und Norwegen an, die bereits seit 2018/2019 am «Single Intraday Coupling (SIDC)» teilnehmen. Dieses ähnelt dem SDAC, hat aber einen kürzeren Zeithorizont; dies ist besonders wichtig, um intermittierende erneuerbare Energien wie Wind- und Solarenergie zu integrieren. Eine vierte Erweiterung auf Griechenland und die Slo-

wakei ist für Ende 2022 geplant. Die zwei seit April 2019 bestehenden impliziten Auktionen für die Allokation der Grenzkapazität zwischen der Schweiz und Italien wurden ab September 2021 durch die Einführung von zwei expliziten Auktionen ersetzt.

Der im Herbst 2021 erschienene ACER-Bericht über den Strommarkt 2020 der EU weist auf die Schwierigkeiten hin, die auf dem Weg zu einem stärker integrierten EU-Binnenmarkt noch zu überwinden sind. Zum ersten Mal enthält der ACER-Bericht auch Überlegungen zur Energie- und Klimawende in der EU, zu bestimmten Hindernissen für die freie Preisbildung, zu bestimmten Regelungen für die Unterbrechbarkeit der Nachfrage und zu den Reformbemühungen der neun südosteuropäischen Drittländer (Mitglieder der sogenannte Energy Community), um den Acquis Communautaire der EU im Energiebereich soweit möglich zu übernehmen.

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.). Seit 2020 empfiehlt ACER, die Kosten von solchen präventiven und kurativen Massnahmen basierend auf dem Verursacherprinzip zu teilen, um die Austauschkapazität zu garantieren bzw. zu optimieren und maximieren.

Die Entwicklung der EU-Regelungen und -Methoden, bei welchen die Schweiz fast ganz ausgeschlossen war, 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, wodurch das Netz der Swissgrid immer öfter überlastet wird.

Die Schweiz war bisher nur zum Teil in bestimmte Entwicklungen der EU eingebunden. Doch die ECom und Swissgrid arbeiteten so weit wie möglich mit ACER, der Europäischen Kommission sowie ausländischen Übertragungsnetzbetreibern und Regulierungsbehörden zusammen, um die grenzüberschreitenden Kapazitäten zu optimieren. Wie erwähnt wird dies durch die Kündigung des MoU durch ACER im August 2021 erschwert.

Swissgrid befindet sich in einem hängigen Rechtsverfahren mit der Europäischen Kommission. Die Teilnahme von Swissgrid an verschiedenen Plattformen für den grenzüberschreitenden Handel von Regelenergie ist ebenfalls gefährdet, sofern es nicht zu einer politischen Lösung oder einem Urteil des EU-Gerichts zu Gunsten von Swissgrid kommt.

Ende 2021 konnte ein Kooperationsvertrag bezüglich der Einbindung von Swissgrid an der italienischen Grenze nach zwei Jahren und der Zustimmung aller Regulatoren der Region (Italien, Frankreich, Österreich, Slowenien und die Schweiz) unterschrieben werden. Dies ist für alle Beteiligten als positiv zu beurteilen.

Auf der anderen Seite endete die Teilnahme des Vereinigten Königreichs am EU-Strombinnenmarkt und am FBMC. Dies aufgrund des Brexits und des neuen Partnerschaftsvertrags vom 24. Dezember 2020, der seit dem 1. Januar 2021 in Kraft ist. Das Vereinigte Königreich musste zu einer expliziten Zuteilung von Grenzkapazitäten zurückkehren. Dennoch strebt das Handels- und Kooperationsabkommen zwischen dem Vereinigten Königreich und der EU unter anderem einen effizienten Handel über Gleichstrom-Verbindungsleitungen an und sieht die Möglichkeit vor, innerhalb von 15 Monaten eine «Multi-Region Loose Volume Coupling» zu entwickeln. Diese wird jedoch

nicht so effizient sein wie das Standardmodell der EU «FMBC - Flow-Based Market Coupling». Die EU und das Vereinigte Königreich werden auch weiterhin beim Informationsaustausch, bei den Netzentwicklungsplänen und bei den Risikovorsorgeplänen

zusammenarbeiten. Die britische Regulierungsbehörde (Ofgem) und die britischen Übertragungsnetzbetreiber (National Grid) wurden aber von ACER und ENTSO-E ausgeschlossen, bis die künftige Zusammenarbeit mit diesen Gremien geregelt ist.

7.2 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 Neuurteilung an die El-

Com zurückgewiesen. Gegen dieses Urteil wurde seitens der Betreiberin der Merchant Line Beschwerde beim Bundesgericht erhoben. Das Bundesgericht wies mit Urteil 2C_734/2020 vom 1. Dezember 2021 die Beschwerde gegen den Rückweisungsentscheid des Bundesverwaltungsgerichtes ab.

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.

7.3 Auktionserlöse

Knappe grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten werden durch Swissgrid über Auktionen zugeteilt. Die Erlöse aus diesen Auktionen werden je Grenze hälftig an Swissgrid und den ausländischen Übertragungsnetzbetreiber ausgeschüttet. Die Auktionserlöse können zur Deckung von Kosten grenzüberschreitender Elektrizitätslieferungen, zur Deckung der anrechenbaren Kosten des Übertragungsnetzes oder für den Erhalt und den Ausbau des

Übertragungsnetzes verwendet werden (Artikel 17 Absatz 5 StromVG). Swissgrid stellt bei der ElCom den Antrag über die gewünschte Verwendung. Die ElCom entscheidet anschliessend über die Verwendung der Auktionserlöse (Artikel 22 Absatz 5 Buchstabe c StromVG). In den Jahren 2009 bis 2012 wurden jeweils rund 40 Millionen Franken für die Reduktion der anrechenbaren Kosten des Übertragungsnetzes verwendet. Die Auktionserlöse aus dem

Jahr 2013 sollten grösstenteils für den Erhalt und Ausbau des Übertragungsnetzes verwendet werden. Da die Investitionen ins Übertragungsnetz in den Vorjahren nicht im ursprünglich geplanten Umfang getätigt werden konnten und aufgrund von Kostenfolgen aus Gerichtsentscheiden, beantragte Swissgrid, die Erlöse aus den Jahren 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.

Für die Verwendung der Auktionserlöse 2021 beantragte Swissgrid, 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 verschiedenen Sondereffekten. Die ElCom hat im Februar 2021 den Antrag abgelehnt und entschieden, dass am vereinbarten Verwendungsverhältnis festgehalten wird. Aufgrund der Corona-Pandemie hat Swissgrid im März 2021 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.

Im Berichtsjahr hat Swissgrid den Antrag auf die Verwendung der Auktionserlöse 2022 gestellt. Dabei beantragte sie, vom vereinbarten Verwendungsverhältnis von 65 Prozent für den Erhalt und Ausbau des Übertragungsnetzes und 35 Prozent für die Reduktion der anrechenbaren Kosten des Übertragungsnetzes aufgrund von Sondereffekten (insbesondere Abbau von Deckungsdifferenzen aufgrund der Umsetzung Systemprüfung, Auszahlung der Enteignungsentschädigung Tranche B) sowie der COVID-19 Pandemie abzuweichen. Die ElCom ist diesem Antrag nicht gefolgt und hat am vereinbarten Verwendungsverhältnis von 65 Prozent bzw. 35 Prozent festgehalten. Dies weil die genannten Sondereffekte bereits planbar gewesen seien und die COVID-19 Pandemie nicht mehr den gleichen überraschenden Effekt hat wie 2020. Generell verfolgt die ElCom das Ziel, die Auktionserlöse nachhaltig zur Glättung der Tarife und damit zugunsten der Endverbraucher zu verwenden. Dazu bietet es sich an, die Auktionserlöse insbesondere zum Ausbau und Unterhalt des Übertragungsnetzes einzusetzen. Damit werden die anrechenbaren Kosten langfristig gedämpft.

Abbildung 19 zeigt, wie die an den Schweizer Grenzen erwirtschafteten Auktionserlöse zwischen 2017 und 2021 verwendet worden sind. Bei den Werten 2021 handelt es sich um eine Prognose, da die definitive Abrechnung bei Redaktionsschluss noch nicht vorlag.

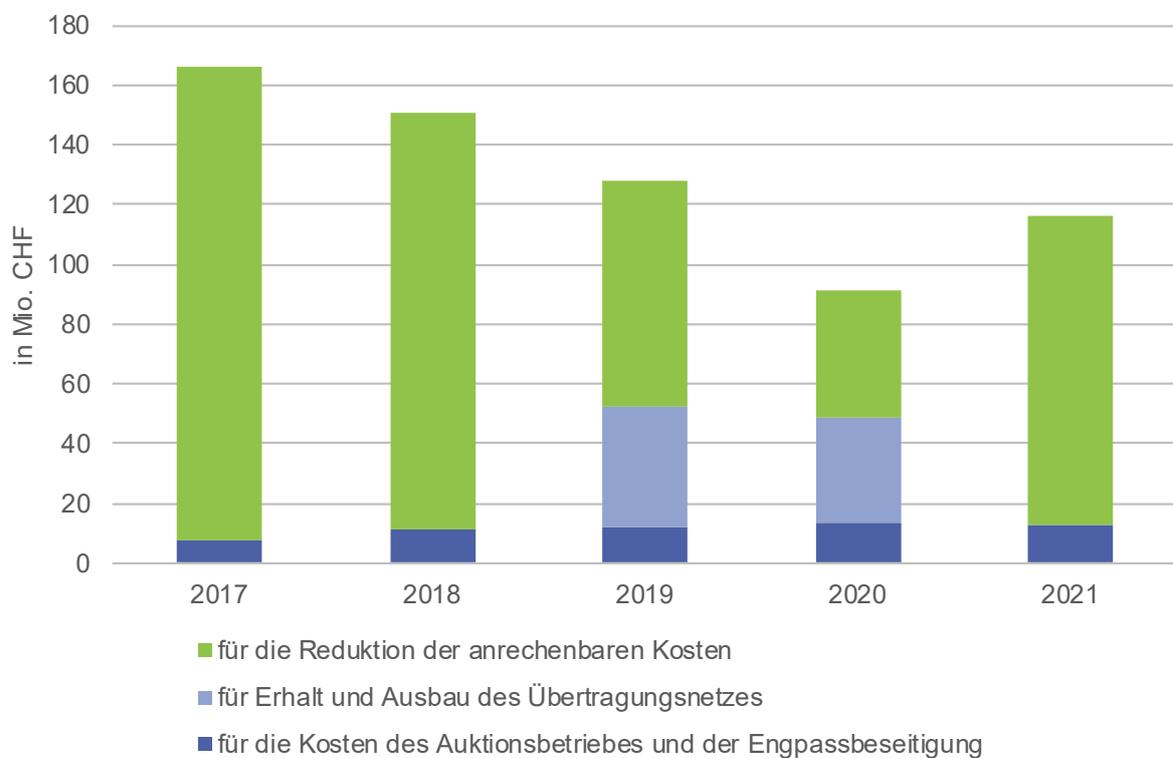


Abbildung 19: Verwendung der Auktionserlöse 2017 bis 2021

7.4 Internationale Plattformen für Regelernergie

Regelernergie muss kurzfristige Schwankungen in Verbrauch und Erzeugung ausgleichen und ist daher ein zentraler Bestandteil der Stromversorgungssicherheit. Mit dem Dritten EU-Binnenmarktpaket wird die Beschaffung und der Einsatz von Regelernergie systematisch über die nationalen Grenzen hinaus erweitert. Damit wird der Markt um erhebliche Preisvorteile bei der Beschaffung (und damit letztlich für den Endverbraucher) und einen besseren Schutz vor möglichen Engpässen erweitert.

Zu diesem Zweck werden dedizierte internationale Handelsplattformen errichtet, wobei die Plattformen für den Austausch von Primärregelleistung (Frequency Containment Reserve FCR) und das Imbalance Netting (IN) bereits in Betrieb sind und je nach Bedarf weiter

ausgebaut werden. Die Plattform für Tertiäre Regelernergie (Replacement Reserve/Projekt TERRE) ist seit Januar 2020 in Betrieb, mit Go Live der Schweiz im Oktober 2020. Die weiteren Plattformen für den Austausch von Regelernergie (aFRR, mFRR) werden im Laufe des Jahres 2022 den Betrieb aufnehmen.

Die FCR-Kooperation zwischen Übertragungsnetzbetreibern besteht bereits vor der Einführung der EU-Network Codes und ist nun die erste regionale Kooperation, die eine Markt-harmonisierung unter der von der Guideline on Electricity Balancing (EBGL) vorgegebenen Methode realisiert. Die FCR-Kooperation dient der Beschaffung von Primärregelleistung im europäischen 50 Hertz-Synchronebiet, der Senkung der Beschaffungskosten

und der Schaffung von Markteintrittsreizen für neue Regelenergieanbieter und Technologien. Die ElCom ist zusammen mit anderen Regulatoren und Stakeholdern aktiv an der Kooperation beteiligt.

Im Jahr 2019 hat die FCR-Kooperation durch die Einführung von täglichen D-2 Auktionen einen ersten Schritt in Richtung eines neuen Marktdesigns gemacht. Seitdem werden regelmässig neue Anpassungen diskutiert und eingeführt, unter anderem mit dem Ziel, das Marktdesign in Richtung Echtzeit zu bewegen. Ein Beispiel dafür ist die Einführung von D-1 Auktionen mit verkürzter Produktlänge von vier Stunden im Juli 2020. Die Operationen auf der FCR-Plattform laufen dank eines komplexen Allokationsalgorithmus ab, der verschiedene Preiszonen und Nebenbedingungen berücksichtigt sowie eine Grenzpreissystematik (marginal pricing) und die entsprechende Produktlänge berechnet.

Die Teilnahme der Schweiz an den drei Plattformen für RR/TERRE, aFRR und mFRR unterliegt

einem rechtlichen Vorbehalt der EU, wonach die EU-Kommission auf Basis von Stellungnahmen des Verbands ENTSO-E und der europäischen Agentur ACER über die Teilnahme entscheidet. ENTSO-E hat im September 2017 eine positive Stellungnahme abgegeben, ACER hat dies im April 2018 getan. Der Zugang zu den Plattformen ist trotzdem nicht gesichert und hängt stark von der politischen Beziehung zwischen der Schweiz und der EU ab. Bezüglich der Teilnahme an der TERRE-Plattform hat die Generaldirektion Energie der EU-Kommission einen negativen Entscheid gefällt, der die Teilnahme von Swissgrid weiterhin in Frage stellt.

Die ElCom setzt sich dafür ein, dass die Schweiz an den Plattformen teilnimmt, da bei einer Nichtteilnahme der Schweiz erhebliche Risiken für den sicheren Netzbetrieb bestehen. Insbesondere wird es sehr kurzfristig zu ungeplanten, unangekündigten Stromflüssen über das Schweizer Netz kommen, die zu Überlastungen und Ausfällen führen können. Diese Situation könnte auch die Systemsicherheit der gesamten Region um die Schweiz gefährden.

7.5 Internationale Gremien

Zur Konkretisierung des EU Green Deal (2019) möchte die EU ihre Treibhausgasemissionen um mindestens 55 Prozent bis 2030 senken (sogenanntes «Fit-for-55-Paket» von 14. Juli 2021, das u. a. die Revidierung der EU-Richtlinie für erneuerbare Energien vorsieht). Am 15. Dezember 2021 hat die EU-Kommission ein zusätzliches Reformpaket für den Gassektor, seine Märkte und Infrastrukturen vorgeschlagen.

Die EU ist weiterhin bestrebt, das Klimaübereinkommen von Paris (2015) zu konkretisieren, so dass Europa bis 2050 zum ersten klimaneutralen Kontinent wird. Die Energiewende ist – mit der digitalen Umwandlung der europäischen Wirtschaft und Gesellschaft – für die EU prioritär. Sie

wird durch das post-covid-Konjunkturprogramm Next Generation EU massiv unterstützt. Dafür müssten die EU-Länder u. a. kohärente Energie- und Klimapläne und umsetzbare Reformen der eigenen nationalen Energiemärkte für den Zeitraum von 2021 bis 2030 aufstellen.

Ferner sind die grenzüberschreitende und regionale Zusammenarbeit des Gassektors und dessen Integration und Komplementarität zum Stromsektor zu intensivieren. Die Gleichbehandlung aller Energieträger ist anzustreben, um den Strom- und den Gasmarkt – etwa in Bezug auf die Besteuerung – auf die Dekarbonisierung auszurichten. Die neue Reihe von Legislativvorschlägen der EU-Kommission von Dezember

2021 soll Voraussetzungen für einen Übergang von fossilem Erdgas zu erneuerbaren und CO₂-armen Gasen schaffen, insbesondere Biomethan und Wasserstoff, und die Resilienz des Gassystems verstärken. Dieser Vorschlag kommt vor dem Hintergrund eines allgemeinen Anstiegs der Energiepreise – einschliesslich der Strompreise –, der sich in der zweiten Hälfte des Jahres 2021 verschärft hat und den die EU und ihre Mitgliedstaaten abzumildern versuchen. Entsprechende regulatorische Anpassungen werden im Laufe des Jahres 2022 geprüft.

Mit der Kündigung der Kooperationsmöglichkeiten mit ACER wegen des Scheiterns des institutionellen Rahmenabkommens zwischen der Schweiz und der EU verlor die ElCom in der «ACER Electricity Working Group» und deren Untergruppen ihr Beobachterstatus. Damit fehlen ihr nun direkte Informationen über für die Schweiz wichtige Entwicklungen innerhalb der EU.

Zudem hat die EU-Kommission eine Teilnahme der ElCom als Beobachterin beim europäischen Forum für Elektrizitätsregulierung 2021 verweigert. Dieses sogenannte «Florenz Forum» ist der Herausforderung der europäischen Energiebinnenmarktintegration gewidmet. Die ElCom ist bestrebt, diesen Informationsmangel durch bilateralen Austausch zu kompensieren und die Interessen der Schweiz weiterhin durchzusetzen.

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. Wie 2021 beschlossen, wird Swissgrid auch in Zukunft Gesellschafter von TSCNet bleiben können. In der neuen Struktur wird Swissgrid zwar weniger Entscheidungsmacht haben, doch der für den sicheren Systembetrieb notwendige Informationsfluss ist gemäss aktueller Einschätzung gesichert. Die tatsächliche Implementierung der RCC wird aber noch mehrere Jahre dauern und viele Unsicherheiten beinhalten.

2021 beteiligte sich die ElCom wie bisher zusammen mit dem BFE und Swissgrid an den Arbeiten des Pentilateralen Energieforums (PLEF) zur Gewährleistung der Netzsicherheit im Winter und der Verteilung von Redispatchkosten. Sie nahm an den Diskussionen über die Weiterentwicklung des Kapazitätsmanagements an der italienischen Nordgrenze teil.

Ferner ist die ElCom seit 2012 im Rat der europäischen Energieregulierungsbehörden (CEER) mit Beobachterstatus dabei. CEER hat eine neue Strategie 2022-2025 «Empowering Consumers for the Energy Transition» definiert. Sie entspricht den allgemeinen Zielen der EU. Das «OECD Network of Economic Regulators (NER)» arbeitet seit 2021 an der Ressourcenausstattung und der strategischen Planung und Leistungsbewertung der Wirtschaftsregulierungsbehörden.

8 Ausblick

Die geopolitischen Anspannungen haben sich im Winter 2021/22 mit aller Deutlichkeit auch im Strommarkt niedergeschlagen. Die ElCom erwartet, dass kurz- und mittelfristig die Preise hoch und zudem volatil bleiben werden. Bislang blieben die grundversorgten Kunden von diesen Preissteigerungen weitgehend verschont. Für das Tarifjahr 2023 ist allerdings vielenorts mit einem Anstieg der Energietarife zu rechnen.

Bedeutender Treiber für die höheren Strompreise in Europa und damit auch in der Schweiz sind die Gaspreise, die im Zuge des Ukraine-Russland-Konflikts ausserordentlich stark anstiegen. Doch weder für 2021 noch für 2022 waren diese Preissteigerungen für die Stromverbraucher in der Grundversorgung spürbar. Ihre Energietarife werden durch die Versorger jeweils im August für das Folgejahr kommuniziert. Da die Mehrzahl der EVU einen bedeutenden Anteil ihres Strombedarfs über den Markt beschafft, werden die Preissteigerungen mit einer Verzögerung auch die grundversorgten Kunden treffen.

Weil die EVU in der Regel ihren Strombedarf bis zu drei Jahre im Voraus beschaffen und ihren Bedarf für die grundversorgten Kunden zum Zeitpunkt der Tarifpublikation meist bereits gedeckt haben, dürften sich die starken Preissteigerungen ab Herbst 2021 nur beschränkt auf ihre Beschaffungskosten für die Jahre 2021 und 2022 auswirken – weshalb auch allfällige Nachforderungen gegenüber den Endverbrauchern mittels Aufbau von Deckungsdifferenzen moderat bleiben dürften. Das Ausmass allfälliger Tarifsteigerungen für 2023 ist schwer zu prognostizieren und wird zwischen den verschiedenen Versorgern unterschiedlich ausfallen. Aufgrund der (heterogenen) Preissteigerungen geht die ElCom davon aus, dass sie im laufenden Jahr vermehrt mit Anfragen zur Höhe und Struktur der Tarife, der Ersatzversorgung sowie mit Fragen im Zusammenhang mit dem Marktzugang und Grundversorgung konfrontiert sein wird.

Wie die Situation gegen Ende 2021 gezeigt hat, können mit den Volatilitäten am Strommarkt und den extremen Preisausschlägen auch Herausforderungen hinsichtlich der Liquidität bei den Unternehmen in der Energiewirtschaft verbunden sein. In diesem Kontext ist es nicht ausgeschlossen, dass Liquiditätsprobleme einzelner Unternehmen auch negative Auswirkungen auf die Stabilität des Gesamtmarktes und damit die Versorgungssicherheit haben können, so dass die öffentliche Hand faktisch zu einer unterstützenden Intervention gezwungen wird. Die fehlende Transparenz über die Handelspositionen und die Exposition der einzelnen Marktteilnehmer in der Schweiz erschwert für die Behörden eine Beurteilung der Situation und allenfalls nötiger Massnahmen. Auf Seiten des Bundes wurden daher Arbeiten für eine mögliche Anpassung der Rahmenbedingungen eingeleitet, auch die ElCom ist beratend in diese Arbeiten involviert.

Bei der Versorgungssicherheit begleitet die ElCom eng die vom Bundesrat beschlossene Umsetzung der Hydro- und Gaskraftwerksreserven. Für das von der ElCom erstellte Konzept Spitzenlastgaskraftwerke sind nun weitere Umsetzungsfragen zu klären, mit der bereits angedachten Hydroreserve zu koordinieren und die rechtlichen Grundlagen zu erarbeiten. Die ElCom steht dabei in engem Austausch mit dem BFE sowie der Branche.

Europäisch ist für das kommende Jahr die Ausdehnung der flussbasierten Marktkopplung auf CORE von Bedeutung. Mit der gleichzeitigen Intensivierung des kurzfristigen Handels über die internationalen Balancing-Plattformen ist sicherzustellen, dass die Schweizer Netzsicherheit auch mit zusätzlichen ungeplanten Flüssen angemessen berücksichtigt wird. Die ElCom überwacht zu diesem Zweck die Parametrierung der Netzsicherheitsrechnungen von Swissgrid in Zusammenarbeit mit den Netzbetreibern der Region CORE und den Partnern der Balancing-Plattformen.

Für das Jahr 2022 erwartet die ElCom Entschiede des Bundesverwaltungsgerichts zu folgenden Fragen: Muss ein Netzbetreiber seine eigenen Gestehungskosten bei der Festlegung der Höhe der Rückliefervergütung berücksichtigen oder nicht? Verletzt der Einsatz eines nicht zertifizierten Messsystems das Datenschutzrecht? Wie hat die ElCom bei einer individuellen Tarifprüfung vorzugehen?

Ebenso stehen wichtige Gesetzes- und Verordnungsvorlagen im Strombereich an. Die Federführung liegt beim BFE. Die ElCom kann sich jeweils im Rahmen von Konsultationen einbringen. Zu erwähnen sind hier das Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien mit einer Revision des Energie- und des Stromversorgungsgesetzes (Mantelerlass), das Gasversorgungsgesetz sowie Verordnungsänderungen zur Umsetzung der Parlamentarischen Initiative Girod. Mit letzterer werden neben einer verlängerten Förderung erneuerbarer Energien eine gesetzliche Grundlage für Pilotprojekte («Sandbox») eingeführt sowie die Ausnahme von der Durchschnittspreismethode nach Artikel 6 Absatz 5bis StromVG verlängert. Ebenfalls zu erwähnen sind die geplanten Gesetzesänderungen zur Beschleunigung des Kraftwerksbaus (Wasser und Wind), welche im Jahr 2022 in die Vernehmlassung gehen.

2022 wird ein Schwerpunkt der Sektion Preise und Tarife auf der Kampagne betreffend Unterdeckungen liegen. Die rund 600 Eingaben werden überprüft und die vorgeschlagenen Abbaupläne beurteilt. Ziel ist, dass die Netzbetreiber eine Rückmeldung zeitlich so erhalten, dass diese für die Tarife 2023 berücksichtigt werden kann. Ebenfalls ein Themenschwerpunkt werden 2022 die Anforderungen bezüglich der Verrechnung und dem Ausweis von Herkunftsnachweisen im Bereich Energie bilden. Hier wird die ElCom

vermehrt die Deklarationen der Netzbetreiber beobachten und wo nötig korrigierend einschreiten. Zudem wird die ElCom die politischen Entwicklungen bezüglich der Verzinsung des betriebsnotwendigen Anlagevermögens (WACC) weiterverfolgen.

Im Bereich Cyber wird die ElCom ab 2022 das im Berichtsjahr entwickelte Konzept (vgl. Kapitel Cyber) zur Überwachung der Cybersicherheit schrittweise umsetzen. Parallel dazu wird in Kürze die EU den Networkcode Cybersecurity (NCCS) in Kraft setzen. Dies hat auch Auswirkungen auf die Schweizer Netzbetreiber, insbesondere Swissgrid. In diesem Kontext entstehen Anforderungen an die Regulierung und damit die Rolle des Regulators. Im Bereich Cybersicherheit gilt es 2022 die Voraussetzungen zu schaffen, dass Swissgrid die notwendigen Vereinbarungen mit den Nachbar-TSO treffen kann.

Im internationalen Kontext werden die Gespräche auf technischer Ebene fortgeführt, insbesondere zwischen den Übertragungsnetzbetreibern. Technisch operativ wird die Schweiz bzw. die Netzbetreiberin Swissgrid im Synchronous Area Framework Agreement (SAFA) aller TSOs von Kontinentaleuropa integriert. Schwer abzuschätzen bleiben hingegen der künftige Einbezug der Schweiz in das europäische Market Coupling (welches den Handel vereinfacht) und vor allem die damit zusammenhängenden Berechnungen der Grenzkapazitäten. Mit der Weiterentwicklung des Flow Based Market Coupling in Europa und der Anwendung der sogenannten MinRAM-Regeln, wonach die Nachbarländer künftig mindestens 70 Prozent der grenzüberschreitenden Kapazitäten für den Handel zwischen EU-Mitgliedstaaten reservieren müssen, könnten Einschränkungen bei den schweizerischen Import- und Exportkapazitäten resultieren.

9 Über die ElCom



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

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 Netzinfrastruktur weiterhin unterhalten und bei Bedarf ausgebaut wird, so dass auch in Zukunft die Versorgungssicherheit gewährleistet ist.

Kennzahlen zur Branche

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

Anzahl Netzbetreiber: rund 630

Anzahl Netzebenen: 7

Kilometer Stromnetze: Netzebene 1 – rund 6'700 km | Netzebene 3 – rund 8'600 km | Netzebene 5 – rund 45'000 km | Netzebene 7 – rund 147'000 km (Freileitungen und Kabel, inkl. Hausanschlüsse)

Transformatoren: Netzebene 2 – 149 | Netzebene 4 – 1'143 | Netzebene 6 – rund 59'000 (inkl. Masttrafos)

Anzahl Messpunkte: 5.7 Mio. | **Anzahl Rechnungsempfänger:** 5.5 Mio.

Umsatz total Netznutzungsentgelte: 3.3 Mia. Franken

Jährliche Investitionen: rund 1.4 Mia. Franken

Jährlicher Stromkonsum: 55 TWh

Produktion: 69 TWh

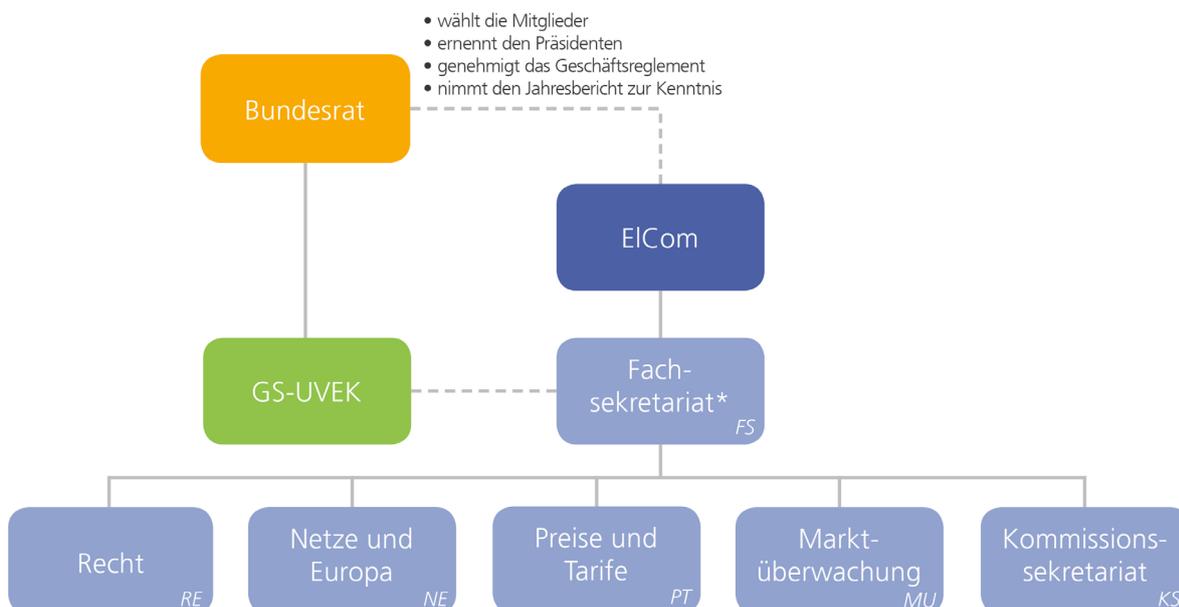
Stromimport: 33 TWh | **Stromexport:** 38 TWh

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 20: 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 setzt 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

9.1.2 Fachsekretariat

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

Internationale Beziehungen

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

Marktüberwachung

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

Rücktritte und Neuwahl

Im Berichtsjahr 2021 hat es keine Rücktritte und Neuwahlen gegeben.

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.

Das Fachsekretariat zählte per 31. Dezember 2021 45 Mitarbeitende (inkl. drei Praktikanten) in Voll- oder Teilzeitpensum. Umgerechnet entspricht dies 36.7 Vollzeitstellen («Full time equivalents, FTE»). Von den Mitarbeitenden sind 17 Frauen und 25 Männer, was einem Frauenanteil von ca. 39.5 Prozent entspricht. Das Durchschnittsalter aller Mitarbeitenden beträgt 44 Jahre. Die Amtssprachen sind wie folgt vertreten: (ohne PraktikantInnen):

- Italienisch: 2 Mitarbeitende
- Französisch: 6 Mitarbeitende
- Deutsch: 34 Mitarbeitende

Geschäftsführer des Fachsekretariates (45 Mitarbeitende)



Bis 31.10.2021

Renato Tami
lic. iur., Rechtsanwalt und
Notar



Seit 01.11.2021

Urs Meister
Dr. oec. publ.



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

Michael Bhend
Dipl. Ing. ETHZ



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

Barbara Wyss
Dr. oec. publ.



**Sektion
Marktüberwachung
(5 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 13.2 Millionen Franken zur Verfügung. Effektiv ausgegeben wurden rund 13.1 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 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 2021

Die elfte Ausgabe des ElCom-Forums fand – pandemiebedingt nach zweijähriger Pause – am 5. November 2021 im Kultur- und Kongresszentrum Luzern statt. Rund 300 Personen aus der Energiebranche haben sich Referaten und Diskussionen über die Frage der Vereinbarkeit von Versorgungssicherheit

und erneuerbaren Energien zugewandt. Hochkarätige Rednerinnen und Redner aus Branche, Verwaltung und Wissenschaft haben dabei eine Standortbestimmung vorgenommen und die kommenden grossen Herausforderungen diskutiert. Das ElCom-Forum 2022 ist für den 18. November geplant.

Informationsveranstaltungen

Die ElCom hat 2021 im Frühling insgesamt sechs Informationsveranstaltungen für Netzbetreiber durchgeführt. Aufgrund der Corona-Pandemie wurden die Veranstaltungen virtuell abgehalten. Behandelt wurden aktuelle Themen aus der Sektion Preise und Tarife, rechtliche Neuerungen sowie das Neueste

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

Workshop Marktüberwachung

Wie in den Vorjahren (mit Ausnahme des Corona-Jahrs 2020) fand im Mai 2021 wieder ein Workshop des Fachbereichs Marktüberwachung statt, im Berichtsjahr allerdings online. Im

Fokus des Workshops 2021 standen die aktuellen Entwicklungen der Überwachung der Energiegrosshandelsmärkte in der Schweiz und in Europa sowie der algorithmische Handel.

10 Anhang

10.1 Geschäftsstatistik

Im Jahr 2021 sind insgesamt 152 neue Fälle eingegangen, 203 Fälle waren aus dem Vorjahr übertragen worden. Von diesen Fällen konnten bereits im Berichtsjahr 201 Fälle erledigt werden – dies entspricht einem Verhältnis von 57 Prozent. Bei den einfachen Anfragen handelt es sich um Anfragen, welche über das Kontaktformular der ECom-Website oder per Mail eintreffen, und bei denen es sich um Routinefragen handelt. Solche Anfra-

gen erfordern meist einen Bearbeitungsaufwand, der wenige Stunden oder Tage dauert. In seltenen Fällen führen einfache Anfragen zu Verfahren. Im Jahr 2021 sind 418 solche einfache Anfragen eingegangen. Diese konnten – bis auf 23 Anfragen – ebenfalls vollständig abgearbeitet werden (94 Prozent). Insgesamt wurden im Berichtsjahr 29 Verfügungen erlassen. Ein erheblicher Teil davon entfällt auf Gesuche für Netzverstärkungen.

Art des Geschäfts	Übertrag aus Vorjahren ¹	Eingang 2021	Erledigt 2021	Übertrag ins 2022
Spezifische Eingaben Tarife	31	18	21	28
Netzverstärkungen	29	47	48	28
Restliche Fälle	143	87	132	98
Total	203	152	201	154
Einfache Anfragen	18	418	413	23
Total inkl. einfache Anfragen	221	570	614	177

Tabelle 7: Geschäftsstatistik 2021 der ECom

10.2 Sitzungsstatistik

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

samt zwölf Ganztages- und 15 Halbtagesitzungen im Inland teilgenommen. Einmal pro Jahr trifft sich die ECom zu ihrer Retraite und sucht vor Ort den Kontakt mit den Netzbetreibern. Im Berichtsjahr hat sich die Kommission im Rahmen der Retraite mit Repower AG getroffen.

10.3 Publikationen

Weisungen

18.05.2021 WACC Produktion

Mitteilungen

28.01.2021 Kontinuierlicher grenzüberschreitender Intradayhandel
30.06.2021 Praxismodell Eigenverbrauch
07.07.2021 Revision NHG Vernehmlassung ElCom
21.07.2021 Fragen und Antworten zur Energiestrategie 2050

Berichte und Studien

26.01.2021 Analyse der negativen Preise für die Schweiz, Frankreich und Deutschland zwischen 1. Januar 2015 und 31. Mai 2020
28.05.2021 Markttransparenz 2020 – Bericht der ElCom
03.06.2021 Importrisiken – Auslegeordnung
03.06.2021 Importrisiken – Zusammenfassung
13.10.2021 Kurzbericht Netzseitige Massnahmen für die Sicherstellung der kurz- und mittelfristigen Versorgungssicherheit und der Netzstabilität

10.4 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.
Blindleistung	Die Blindleistung ist eine Leistung, die für den Aufbau der Wechselfspannung und somit den Stromfluss in einem Wechselstromnetz zwingend benötigt wird. Sie kann keine nutzbare Wirkarbeit verrichten, ist aber insbesondere notwendig, um die Spannung des Netzes im gewünschten Bereich zu halten.
CBCA	Cross Border Cost Allocation
CEER	Council of European Energy Regulators; Conseil des régulateurs européens de l'énergie
CEP	Clean Energy Package
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
EICom	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
H4	5-Zimmer Wohnung mit Elektroherd und Tumbler, ohne Elektroboiler
HS	Hochspannung
ICT	Information Communications Technology
IN	Inbalanced Netting
KEV	Kostendeckende Einspeisevergütung

KKW	Kernkraftwerk
kVA kWh	Anschlussleistung Kilovoltampere 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.
NS	Niederspannung
Ofgem	Office of Gas and Electricity Markets (britischer Regulator)
OT	Office of Gas and Electricity Markets (britischer Regulator)
PGV	Plangenehmigungsverfahren
PLEF	Pentalaterales Energieforum
PV	Photovoltaik

PVA	Photovoltaik-Anlage
Rampe	Übergänge beim Hoch- oder Runterfahren eines Kraftwerkes. Die Zeitspanne, in der die Menge der Stromproduktion steigt oder sinkt und nicht stabil ist.
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
SIX	Unternehmen, welches die Infrastruktur für den Schweizer Finanzplatz zur Verfügung stellt und Betreiber der Schweizer Börse SIX Swiss Exchange
SKI	Strategie zum Schutz kritischer Infrastrukturen
SOGL	System Operation Guideline der EU
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
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.
UREK	Kommissionen für Umwelt, Raumplanung und Energie
UVEK	Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
Verteilnetz	Elektrizitätsnetz hoher, mittlerer oder niederer Spannung zum Zwecke der Belieferung von Endverbrauchern oder Elektrizitätsversorgungsunternehmen.
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
WACC	Gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten (Weighted Average Cost of Capital)
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