



Tätigkeitsbericht der ElCom 2023



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

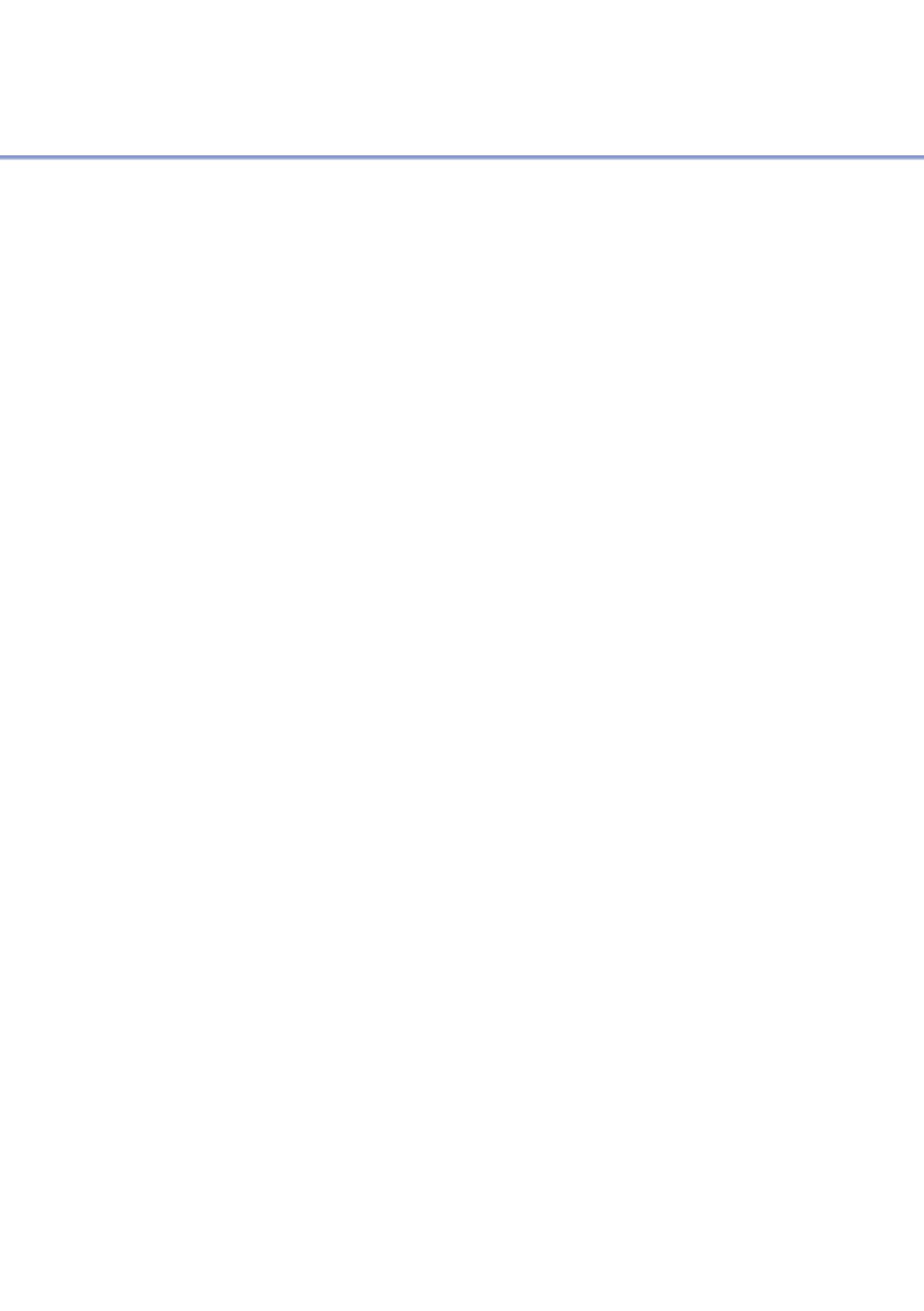
Bilder

ElCom / Bildkultur, Markus Mühlheim (Seite 1, 6, 11, 30, 90, 94, 104)
BKW Energie AG (Seite 12)
Axpo Holding AG (Seite 44)
iStock (Seite 66, 78)

Auflage

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

Erscheint in deutscher, französischer, italienischer und englischer Sprache · 6/2024



Inhaltsverzeichnis

1	Vorwort des Präsidenten	6
2	Interview mit dem Geschäftsführer	10
3	Die Versorgungssicherheit.....	12
3.1	Einleitung	12
3.2	Die Versorgungssicherheit im Rück- und Ausblick	12
3.2.1	Rückblick auf den Winter 2022/2023	13
3.2.2	Vorfälle im Jahresverlauf	19
3.3	Winterreserve	20
3.3.1	Wasserkraftreserve.....	20
3.3.2	Ergänzende Reserven	21
3.4	Ungeplante Flüsse	21
3.5	Cyber-Sicherheit.....	22
3.6	Qualität der Versorgung	23
3.6.1	Verfügbarkeit des Netzes	23
3.6.2	Importkapazität	24
3.6.3	Exportkapazität	25
3.6.4	Nachrüstung dezentraler Energieerzeugungsanlagen	26
3.7	Systemdienstleistungen	27
4	Die Netze.....	30
4.1	Fakten und Zahlen der Schweizer Stromnetze	30
4.2	Netzausbau und Netzplanung.....	34
4.2.1	Mehrjahresplanung Übertragungsnetz.....	34
4.2.2	Mehrjahresplanung Verteilnetz	35
4.2.3	Beteiligung an SÜL- und PGV-Verfahren	36
4.3	Investitionen in Netzinfrastruktur	36
4.3.1	Investitionen ins Übertragungsnetz	36
4.3.2	Investitionen ins Verteilnetz	37
4.3.3	Kalkulatorischer Zinssatz WACC Netz	38
4.4	Netzverstärkungen	39
4.5	Batteriespeicher	41
4.6	Kostentragung im Verhältnis zwischen verschiedenen Akteuren	42
5	Der Schweizer Strommarkt.....	44
5.1	Struktur der Schweizer Netzbetreiber	44
5.2	Marktzugang und Wechselrate	46
5.3	Grundversorgung und Eigenverbrauch.....	47
5.4	Tarife Übertragungsnetz	48
5.5	Tarife Verteilnetz	50
5.5.1	Tarifansteige 2024	50
5.5.2	Mittlere Tarife für einen Durchschnittshaushalt 2024	51
5.6	Erlösstruktur Verteilnetz	56
5.7	Aktivitäten der ElCom im Zusammenhang mit den hohen Stromtarifen 2024	56
5.8	Einreichung der Kostenrechnungen und Tarife mit EDES	58
5.9	Prüfungen zu Tarifen	58
5.9.1	Reduktion der Unterdeckungen	58
5.9.2	Prüfungen Netztarife.....	59
5.9.3	Prüfungen Energietarife	60
5.10	Sunshine-Regulierung	61
5.11	Messwesen	62
5.12	Rückliefervergütung	65

6	Marktüberwachung	66
6.1	Marktpreisentwicklungen am Grosshandelsmarkt im Jahr 2023	66
6.2	Markttransparenz im Stromgrosshandel.....	68
6.3	Marktüberwachung 2023 in Zahlen.....	69
6.4	Erfahrungen aus einem Jahr mit FiREG	72
6.5	Mehr Transparenz im Marktplatz Schweiz - BATE	73
6.6	Auswirkungen von REMIT 2 auf Schweizer Marktteilnehmer	75
6.7	Neues Marktdesign EU	76
7	Internationales.....	78
7.1	Engpassmanagement	78
7.2	Merchant Lines	79
7.3	Grenzkraftwerke.....	80
7.4	Auktionserlöse.....	80
7.5	Internationale Plattformen für Regelenergie.....	82
7.6	Internationale Gremien.....	83
8	Ausblick.....	88
9	Über die ElCom	90
9.1	Organisation und Personelles.....	92
9.1.1	Kommission.....	92
9.1.2	Fachsekretariat	93
9.2	Kommunikation und Öffentlichkeitsprinzip der Verwaltung	94
9.3	Finanzen.....	95
9.4	Veranstaltungen	95
10	Anhang.....	96
10.1	Geschäftsstatistik.....	96
10.2	Sitzungsstatistik.....	96
10.3	Publikationen.....	97
10.4	Glossar.....	98

1 Vorwort des Präsidenten



Werner Luginbühl

Präsident der ElCom

Versorgungssicherheit

Nach Energiekrise und befürchteter Mangellage im vergangenen Jahr haben sich die Versorgungssituation und die Märkte 2023 deutlich beruhigt. Die bessere Verfügbarkeit französischer Kernkraftwerke, die gut gefüllten Gaspeicher, der Ausbau von Flüssiggasimportkapazitäten und erneuerbaren Energien sowie die geringere Strom- und Gasnachfrage in Europa haben dazu beigetragen.

In der Schweiz verbesserte kurzfristig vor allem die Winterreserve mit der Wasserkraftreserve sowie den thermischen Kraftwerken die Resilienz der Versorgung. Ist die Krise damit Vergangenheit? Kann zur Tagesordnung übergegangen werden?

Nein, für eine vollständige Entwarnung ist es zu früh. Kurzfristig bleiben Unwägbarkeiten, etwa im Zusammenhang mit geopolitischen Spannungen und deren Einfluss auf den globalen Markt für Flüssiggas (LNG). In Kombination mit anhaltend und ausserordentlich tiefen Temperaturen könnte sich die Situation erneut verschärfen.

Auf absehbare Zeit bleibt Gas für die europäische Stromversorgungssicherheit und die Preisbildung am Strommarkt eine entscheidende Größe. Gaskraftwerke sind eine Art Rückgrat für die Versorgungssicherheit. Zwar dürften mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien ihre Einsatzstunden abnehmen, doch bleiben sie wichtig für die flexible Abdeckung von Bedarfsspitzen sowie während Phasen mit wenig Wind und Sonne. Der prognostizierte Zubau europäischer LNG-Importmöglichkeiten sowie das erwartete Wachstum bei den globalen LNG-Exportkapazitäten ab etwa Mitte der 2020er Jahre dürfte die Versorgungslage weiter stabilisieren.

Natürlich kann die Schweiz von dieser Entwicklung profitieren, schliesslich trägt heute und wohl auch künftig der grenzüberschreitende Stromhandel entscheidend zur Versorgungssicherheit bei. Ungeachtet dessen bleibt Handlungsbedarf: Während die Stromnachfrage aufgrund der Dekarbonisierung in den nächsten Jahren spürbar zunehmen wird, bestehen beim Ausmass und dem Tempo des Ausbaus der erneuerbaren Energien im Inland grosse Unsicherheiten.

Um ein Mindestmass an Resilienz sicherzustellen und die Importe in einem verantwortbaren Rahmen zu halten, muss die Schweiz ihre Produktionsfähigkeit im Winterhalbjahr rasch und deutlich erhöhen. Dies muss in erster Linie durch den massiv beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien erfolgen. Der Mantelerlass sowie Solar- und Windexpress schaffen dafür wichtige Voraussetzungen. Folgen müssen wirkungsvolle Beschleunigungserlasse in den Bereichen Produktion und Netze.

Die ElCom hat im Berichtsjahr ihre Analysen zur mittel- und längerfristigen Stromversorgungssicherheit aktualisiert. Einerseits wurde die Analyse zur Versorgungsstabilität

2025 mit angepassten Szenarien neu gerechnet, andererseits wurden die Berechnungen zur Winterproduktionsfähigkeit bis 2035 mit neuen Prognosen zur Laufzeit der Kernkraftwerke, der Stromnachfrage sowie dem Ausbau der Erneuerbaren aktualisiert. Darauf basierend empfiehlt die ElCom, zusätzlich zum Ausbau der Erneuerbaren, als mittelfristige Versicherungslösung Gaskraftwerke (die alternativ auch mit Öl betrieben werden könnten). Wegen der grossen Unsicherheiten werden ein schrittweises Vorgehen und eine laufende Re-Evaluation der Entwicklung vorgeschlagen, um den Zubau von Reserven bei Bedarf anpassen zu können.

Natürlich sind Gaskraftwerke aus klimapolitischer Sicht keine Wunschlösung, doch sind sie aufgrund der grossen Unsicherheiten nötig und auch zweckmäßig. Einerseits lassen sich solche Anlagen relativ rasch und mit verhältnismässig tiefen Investitionen realisieren, andererseits würden sie lediglich als Back-up für kritische Versorgungssituationen dienen, was ihren Einsatz und damit ihre Emissionen minimieren würde. Eine spätere schrittweise Umstellung auf Wasserstoffbetrieb ist ausserdem denkbar. Heute stehen die Reservekraftwerke für die Schweiz faktisch im Ausland. Dort werden sie häufig mit Kohle oder Gas betrieben, allerdings bleibt offen, was sie in einer kritischen Versorgungssituation effektiv zur Schweizer Netz- und Systemstabilität beitragen würden. Insofern wäre es zielführender – und ehrlicher –, mit Reservekraftwerken im Inland für eine höhere Sicherheit zu sorgen.

Marktüberwachung

Auch bei den Schweizer Grosshandels-Strompreisen ist 2023 das gewohnte Gefüge zu den umliegenden Ländern im Terminmarkt zurückgekehrt, auch wenn die Preise noch immer höher liegen als vor der Energiekrise. Die Schweiz liegt auf Jahressicht zwischen dem hochpreisigen Italien und den tiefpreisigen Ländern Frankreich und Deutschland.

Neu hat die ElCom in diesem Jahr auch das Liquiditäts-Monitoring der systemkritischen Elektrizitätsunternehmen nach FiREG durchgeführt. Dabei wird basierend auf den von den Unternehmen übermittelten Liquiditätszahlen und durchgeföhrten Stresstests die Entwicklung der kurzfristigen Liquiditäten beobachtet, vor allem mit Blick auf das aktuelle Marktumfeld im Vergleich zum August 2022. In diesem Zusammenhang hat Ende des Jahres der Bundesrat die Botschaft zum Bundesgesetz über die Aufsicht und Transparenz in den Energiegrosshandelsmärkten (BATE) verabschiedet. Das neue Gesetz enthält ein Verbot von Insiderhandel und Marktmanipulation. Es dient dazu, mehr Transparenz zu schaffen, die Aufsicht zu stärken und das Vertrauen in die Integrität dieser Märkte zu festigen.

Preise und Tarife

Trotz sinkender Marktpreise mussten die Endverbraucher einen weiteren Anstieg der Tarife für die Tarifperiode 2024 hinnehmen. Dafür gibt es mehrere Gründe: Zum einen sind die Tarife in der Grundversorgung für ein Jahr fixiert, so dass positive Markteffekte erst mit Verzögerung auf die Tarife durchschlagen. Zum anderen sind die Netznutzungsentgelte für die Tarife 2024 angestiegen – einerseits durch den Entscheid des UVEK, den Zinssatz für das betriebsnotwendige Vermögen von 3.83 % auf 4.13 % zu erhöhen, andererseits durch die Winterreserve. Die ElCom hat sich bereits verschiedentlich kritisch zur Methodik und Höhe dieses Zinssatzes (WACC) geäussert und bekräftigt dies auch in vorliegendem Tätigkeitsbericht. Einen wesentlichen Einfluss auf die Energietarife hat auch die Tatsache, dass in der Schweiz Produktion und Vertrieb von Elektrizität auseinanderfallen: Viele Energieversorger haben keine oder nur eine geringe Eigenproduktion und müssen den Strom für ihre Kunden an den Grosshandelsmärkten beschaffen. Die Fristigkeit dieser Beschaffung bzw. der damalige Beschaffungszeitpunkt und die damals geltenden Preise haben

ebenfalls eine Auswirkung auf die aktuellen Stromtarife für die Endverbraucher.

Mit der Möglichkeit, Strom aus einheimischen erneuerbaren Energiequellen gemäss Artikel 6 Absatz 5^{bis} StromVG in der Grundversorgung zu Gestehungskosten zu bevorzugen, hat der Gesetzgeber der Branche in Zeiten tiefer Marktpreise ein Instrument in die Hand gegeben, mit dem die geringe Rentabilität der Produktion zu Lasten der Kunden in der Grundversorgung ausgeglichen werden konnte. Dasselbe Instrument könnte nun eingesetzt werden, um die Auswirkungen der hohen Grosshandelspreise auf die Endkundentarife abzumildern. Einige Unternehmen haben dies tatsächlich getan. Andere haben den Spiess umgedreht und die Möglichkeit der Priorisierung aufgegeben und stattdessen höhere Renditen durch die Verwendung von Marktpreisen realisiert. Eine dadurch verursachte Tariferhöhung muss jedoch mindestens transparent gemacht werden. Leider wurde es mit den neuen Regelungen im Mantelerlass verpasst, hier nachhaltig Abhilfe zu schaffen.

Auch in diesem Jahr hat die ElCom zahlreiche Bürgeranfragen zu den Tarifen erhalten, deren Beantwortung einen erheblichen Teil der Ressourcen des Fachsekretariats gebunden hat. Auffallend war die Häufigkeit der Klagen, dass sich die Kundinnen und Kunden von ihrem Energieversorger zu wenig informiert fühlten. An dieser Stelle sei nochmals klar in Erinnerung gerufen, dass die Information der Endverbraucher über Tarife, Preisbestandteile, Gründe für Preiserhöhungen, Fragen zu den Allgemeinen Geschäftsbedingungen und dergleichen eindeutig Sache des Lieferanten ist. Ebenso muss in aller Deutlichkeit festgehalten werden, dass die ElCom keine Tarife im Voraus genehmigt, sondern die Tarife bzw. die den Tarifen zugrunde liegende Kostenbasis auf Gesuch hin oder von Amtes wegen auf ihre Rechtmässigkeit

überprüft und keine Handhabe hat, die Tarife zu senken, wenn sie gesetzeskonform sind.

Die ElCom hat für die Tarife 2024 die Maximalgrenze für die Gewinne, welche die Netzbetreiber im Energievertrieb einrechnen dürfen, von 75 Franken pro Rechnungsempfänger auf 60 Franken abgesenkt. Dies dürfte sich bereits positiv auf die Tarife 2024 niedergeschlagen haben. Zusätzlich hat sie über eine breit angelegte Kampagne im Bereich der Deckungsdifferenzen dafür gesorgt, dass das Risiko von künftigen Tariferhöhungen durch Altlasten im Bereich der Deckungsdifferenzen um gut eine Milliarde Franken reduziert werden konnte.

Verfahren

Im Berichtsjahr hat die ElCom entschieden, dass ein intelligentes Messsystem mit Abschaltfunktion als intelligentes Steuer- und Regelsystems gilt und sein Einsatz der Zustimmung bedarf, weil damit der Strombezug ferngesteuert unterbrochen werden kann. Aus Gründen der Verhältnismässigkeit ordnete die ElCom bei einem Endverbraucher, der das Messsystem ablehnt, nicht eine Auswechslung an, sondern ein Verbot, die Abschaltfunktion ohne Zustimmung zu anderen Zwecken als bei Gefährdungen des sicheren Netzbetriebs einzusetzen. Die ElCom entschied weiter, dass die Bearbeitungen der Messdaten durch die Netzbetreiberin sich mehrheitlich auf eine hinreichende rechtliche Grundlage stützen und verhältnismässig sind. Bei wenigen Datenbearbeitungen ordnete sie Anpassungen an.

Weiter musste die ElCom erstmals im Rahmen einer Verfügung beurteilen, ob die Kosten für einen neuen Maschinentransformator mit Laststufenschalter durch den Kraftwerksbetreiber oder von Swissgrid zu tragen sind. Ergebnis: Die durch den Laststufenschalter entstandenen Mehrkosten sind keine Kosten des

Übertragungsnetzes und auch keine Systemdienstleistungen und daher vom Kraftwerksbetreiber zu übernehmen.

Weitere Verfügungen betrafen unter anderem die anrechenbaren Kosten der Winterreserve, Vorränge im Übertragungsnetz bei Lieferungen aus Grenzkraftwerken, die Frage, ob Grossverbraucher in der Grundversorgung oder im Markt beliefert werden, die Parteistellung des ZEV, die Durchschnittspreismethode, die Nachdeklaration von Kapitalkosten, die Verwendung von Auktionserlösen und Akteneinsichtsgesuche Dritter bei Netzverstärkungsverfahren sowie die Nichtbekanntgabe der Identität dieser Dritten. Schliesslich hat die ElCom im Berichtsjahr mehrere Gesuche von Medienschaffenden und Privatpersonen behandelt, welche die ElCom um Einsicht in amtliche Dokumente ersucht hatten.



Werner Luginbühl
Präsident der ElCom

2 Interview mit dem Geschäftsführer

Nach einem turbulenten Jahr 2022 hat sich der Strommarkt 2023 merklich beruhigt, auch die Gefahr einer Mangellage stand nicht mehr so stark im Fokus des öffentlichen Interesses. Durch die Krise hat sich bei der ElCom einiges in ihrer Aufsichtsarbeit verändert.

Die Märkte haben sich beruhigt, die Stromversorgungssicherheit ist aktuell gewährleistet. Kann die ElCom zum «Tagesgeschäft» zurückkehren?

Auch während der Krise nahm die ElCom ihre Aufsichtsfunktionen wahr; das «Tagesgeschäft» lief weiter, wenn auch mit reduzierten Ressourcen und veränderten Prioritäten. Gleichzeitig erhielt die ElCom im Zuge der Massnahmen zur Krisenbewältigung neue Aufgaben, die auch jetzt noch, also nach der Beruhigung der Märkte, weiterhin wahrgenommen werden müssen. Dazu gehören etwa die Ausschreibung der Wasserkraftreserve oder die Beaufsichtigung jener systemkritischen Unternehmen, die unter dem finanziellen «Rettungsschirm» des Bundes sind. Daneben wurde das Monitoring der Versorgungssicherheit und der Marktentwicklungen intensiviert. In gewisser Weise sind wir zurück beim «Tagesgeschäft», allerdings ist dieses etwas breiter definiert.

In der Krise fehlte letztendlich nie Strom. Hingegen waren die Preisausschläge am Markt extrem, auch gab es zum Teil grosse Tarifaufschläge in der Grundversorgung. Hat die ElCom untersucht, ob diese gerechtfertigt waren?

Ja, die ElCom untersucht diese Preis- und Tarifentwicklungen. Einerseits analysieren wir spezifisch die Entwicklungen der Marktpreise im Sommer 2022, als an der Strombörsen für die Grundlast für das Frontjahr 2023 zeitweise für über 1000 Euro pro Megawattstunde gehandelt wurde. Zum Vergleich: Anfang 2024 lag der Preis für das Frontjahr 2025 bei rund 95 Euro pro Megawattstunde. Eine solche Analyse ist aufwändig und komplex, da grosse Mengen an Handelsdaten ausgewertet werden müssen. Vor allem aber ist die

Interpretation der Entwicklungen schwierig, zumal es an vergleichbaren Extremereignissen fehlt. Anderseits hatten wir bei rund 100 Netzbetreibern mit besonders auffälligen Tarifaufschlägen Voruntersuchungen aufgenommen. Bei Netzbetreibern mit besonders hohen Beschaffungskosten haben wir außerdem Fragen zu Beschaffungsstrategie und Beschaffungsmanagement gestellt. Auch hier sind wir noch an der Auswertung der Daten bzw. Antworten. Sowohl aus ökonomischer als auch aus juristischer Sicht ist es außerordentlich komplex festzustellen, ob die konkret angewendeten Strategien und Abläufe mit der vom Gesetz sehr generell verlangten Angemessenheit der Tarife vereinbar sind.

Neben dem Mantelerlass wird aktuell eine ganze Reihe von neuen Gesetzen diskutiert, die zum Teil eine Folge der Krise sind. Was beeinflusst die künftigen Aufgaben der ElCom besonders?

Vorab steht die Umsetzung des Mantelerlasses für die ElCom im Zentrum. Diese ist bereits für Anfang 2025 vorgesehen. Dabei stellen die vom Gesetzgeber vorgesehenen neuen Regulierungen im Zusammenhang mit der Grundversorgung eine besondere Herausforderung dar. Die detaillierteren Vorgaben zur Produktqualität und der Art und Weise der Energiebeschaffung machen die Tarifaufsicht durch die ElCom bei den rund 600 Netzbetreibern noch komplexer und aufwändiger. Daneben werden im Parlament weitere Gesetzesvorlagen diskutiert, welche voraussichtlich neue Aufgaben für die ElCom mit sich bringen. Dazu gehören etwa das Gasversorgungsgesetz (GasVG), welches eine wichtige Grundlage für eine funktionierende (Teil-)Marktöffnung darstellt, das Gesetz über die Aufsicht und Transparenz auf

den Energiegrosshandelsmärkten (BATE) und ein Gesetz zur Ablösung des finanziellen Rettungsschirms (FiREG).

Kann der finanzielle Rettungsschirm überhaupt abgelöst werden? Zeigt denn nicht die Erfahrung bei den Banken, dass systemkritische Unternehmen immer von einer impliziten Staatsgarantie profitieren?

Letztlich besteht tatsächlich die Gefahr, dass in einem Extremfall systemkritische Unternehmen immer vom Staat gerettet würden.



Urs Meister
Geschäftsführer der ElCom

« Die Unternehmen müssen stärker in die Pflicht genommen werden. »

Im Rahmen des FiREG wurde diese Staatsgarantie quasi explizit gemacht. Auch hat sie für die betreffenden Unternehmen einen Preis, was ordnungspolitisch richtig ist, zumal sie

wirtschaftlich von dieser Garantie profitieren. Das FiREG ist bis Ende 2026 befristet, es braucht also eine Nachfolgelösung. Will man diese Staatsgarantie abschaffen, dann müssen die Unternehmen und deren Eigentümer stärker in die Pflicht genommen werden, um die Wahrscheinlichkeit einer finanziellen Rettung durch den Bund und damit die Steuerzahldaten zu minimieren.

Und mit welchen Instrumenten könnten die Unternehmen und die Eigentümer stärker in die Pflicht genommen werden?

Zur Diskussion stehen unter anderem Vorgaben zu Liquidität und Eigenkapital. Solche erhöhen zwar die Resilienz der Unternehmen, doch schliessen sie Illiquidität oder Konkurs nicht aus und garantieren auch nicht, dass dann der Betrieb und die Vermarktung des Stroms in jedem Fall weitergeführt werden und zur Stabilisierung des Systems beitragen. Dazu sind nach Ansicht der ElCom ergänzende Instrumente im Sinne eines Business Continuity Managements nötig. Die Erfahrungen aus der Krise zeigen, dass dafür ausreichend Liquidität – vor allem für die Stromvermarktung an organisierten Handelsplätzen – entscheidend ist. Die ElCom hat dazu eine Fondslösung in die Diskussion eingebracht. Das Gesetz könnte vorsehen, dass die Unternehmen obligatorisch einen Fonds äuften, der im Krisenfall systemkritischen Unternehmen Liquidität bereitstellt. Die Wahrscheinlichkeit einer Staatsintervention würde reduziert, zudem würden in erster Linie die Unternehmen und ihre Eigentümer in die Pflicht genommen – sie müssten sich quasi selber versichern.

3 Versorgungssicherheit



Mit seiner Energieproduktion von 110 GWh leistet das Wasserkraftwerk Hagneck einen wichtigen Beitrag zur Stromversorgung der Region Seeland.

3.1 Einleitung

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

Im Berichtsjahr war die Versorgungssicherheit wie im Vorjahr negativ geprägt durch den Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine und die rekordtiefe Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke im Winter 2022/2023, wodurch sich hohe Preisniveaus und -spitzen im europäischen und Schweizer Strommarkt ergaben. Im Vergleich zur im Vorjahr extrem angespannten Lage entspannte sich aber im Jahresverlauf 2023 die Situation deutlich, die Lage blieb aber angespannt. Die angespannte Markt- und Versorgungslage führte zu einer genauen Beobachtung der Versorgungslage durch die ElCom, auch im Rahmen der Arbeitsgruppe Versorgungssicherheit unter Einbezug weiterer Bundesbehörden und der Swissgrid.

3.2 Die Versorgungssicherheit im Rück- und Ausblick

Um den Überwachungsauftrag zu erfüllen, beobachtet die ElCom die mittel- bis langfristige Versorgungssicherheit mit einem

umfassenden Monitoring. Die nachfolgenden Kapitel zeigen bedeutende Ereignisse dieses Monitorings.

3.2.1 Rückblick auf den Winter 2022/2023

Die durch den Einmarsch Russlands in die Ukraine ausgelösten politischen Spannungen führten im Jahr 2022 zu enormen Verwerfungen an den (europäischen) Energiemarkten. Die sanktionsbedingten Kürzungen von Gas- und Ölimporten aus Russland führten zu erheblichen Preisausschlägen an den Energiemarkten, sowohl im Öl- und Gasbereich als auch auf den Elektrizitätsmärkten. In ganz

Europa – auch in der Schweiz – wurden im Zuge dessen Massnahmen ergriffen, die Energieversorgung, insbesondere im Hinblick auf den Winter 2022/2023, zu sichern. Im Folgenden wird aufgelistet, welche Massnahmen ergriffen wurden, um die Folgen der Energiekrise abzufedern. Die Auflistung konzentriert sich auf Massnahmen mit mittelbarer und unmittelbarer Beteiligung der ElCom.

Erzeugungsseitige Massnahmen

Wasserkraftreserve

Die Verordnung über die Einrichtung einer Stromreserve für den Winter (WResV) ist am 1. Oktober 2022 in Kraft getreten.¹ Gestützt auf Artikel 9 und Artikel 30 StromVG in Verbindung mit Artikel 5 und Artikel 38 des Landesversorgungsgesetzes (LVG) wurde beschlossen, für den Winter 2022/2023 eine Wasserkraftreserve einzurichten. Die Betreiber von Stauseen sollten gegen Entgelt Energie zurückbehalten, die bei Bedarf abgerufen werden kann. Die Wasserkraftreserve sollte so dimensioniert sein, dass sie eine Absicherung für ausserordentliche, nicht absehbare kritische Knappheitssituationen darstellt. Mit ihr sollte gegen Winterende eine

Phase mit reduzierten Importmöglichkeiten und geringerer Verfügbarkeit inländischer Produktion während weniger Wochen überbrückt werden können. Hierzu sollte Energie in einer Grössenordnung von 500 GWh plus/minus 166 GWh beschafft und diese in einem Zeitraum vom 1. Dezember 2022 bis zum 15. Mai 2023 vorgehalten werden. Insgesamt wurden 400 Gigawattstunden (GWh) beschafft. Die Wasserkraftreserve wurde aufgrund des entspannten Verlaufs über den Winter nicht benötigt und konnte im Mai 2023 aufgelöst werden.

¹ Diese Verordnung wurde am 15. Februar 2023 durch eine Revision neu in Kraft gesetzt.

Reservekraftwerke

Am 24. September 2022 trat die Verordnung über die Breitstellung eines temporären Reservekraftwerks in Birr in Kraft. Hiermit sollte ein Reservekraftwerk als zusätzliche Versicherungslösung für ausserordentliche Knappheitssituationen beschafft werden. Im August 2022 hatte der Bundesrat entschieden, eine solche Anlage mit einer Verordnung zeitlich vorzuziehen, damit diese ebenfalls schon Ende Winter 2022/2023 verfügbar ist. Die Verordnung regelte den Betrieb von Reservekraftwerken und Notstromgruppen bis am 31. Mai 2023. Im Sep-

tember 2022 wurde der erste Vertrag mit GE Gas Power für ein temporäres Reservekraftwerk in Birr unterzeichnet. Im Dezember 2022 hat der Bund das bestehende thermische Kraftwerk Cornaux 1 in Cornaux (NE) unter Vertrag genommen, im Februar 2023 das mit Erdgas betriebene Gas-Kombikraftwerk Thermatel der Compagnie industrielle de Monthey SA in Monthey. Die drei Reservekraftwerke verfügen gesamthaft über eine Leistung von 326 MW.¹

¹ Durch Umbaumaßnahmen konnte die Gesamtleistung auf 336 MW erhöht werden.

Gepoolte Notstromgruppen

2023 haben drei Unternehmen im Auftrag des Bundes als Pooler das nationale, virtuelle Reservekraftwerk aus Notstromgruppen bereitgestellt, das über rund 135 Megawatt Leistung verfügt (Stand Dezember 2023). Die Pooler sind von Swissgrid zertifiziert und bündeln die Notstromaggregate. Diese Energireserve kann von Swissgrid per Fernsteuerung bei Bedarf abgerufen werden. Interes-

sierte Besitzerinnen und Besitzer von Notstromaggregaten mit mindestens 750 kW Leistung (standardisierte, technische Voraussetzungen) können sich bei einem der Pooler für eine Teilnahme anmelden. Der Pooler kümmert sich dann um alle weiteren Schritte inklusive vertragliche Details. Hierfür existiert ein Standardvertrag. Die ElCom hat diesen Prozess beratend begleitet.

Reduktion Restwasser

Am 1. Oktober 2022 trat die Verordnung über die befristete Erhöhung der Stromproduktion bei Wasserkraftwerken in Kraft. Diese sah eine befristete Erhöhung der Stromproduktion bei Wasserkraftwerken vor und erlaubte es bestimmten Wasserkraftwerken, während fünf Monaten mehr Wasser für die Stromproduktion zu nutzen, weil sie die Restwassermenge reduzieren konnten. Diese Notverordnung wurde im März 2023 vorzeitig ausgesetzt. Man ging zu

Beginn von 100 GWh zusätzlicher Produktion aus. Eine Untersuchung des Bundesamts für Umwelt (BAFU) kam zum Ergebnis, dass durch diese Massnahme lediglich 26 GWh zusätzlicher Energie verfügbar gemacht werden kann. Am 30. November 2023 hat das BAFU diesbezüglich einen Bericht veröffentlicht.¹

¹ vgl. Auswirkungen der Verordnung über die befristete Erhöhung der Stromproduktion bei Wasserkraftwerken (Publikation BAFU)

Verbrauchsseitige Massnahmen

Sparappelle

Am 24. August 2022 wurde vom Bundesrat für das Winterhalbjahr (Anfang Oktober 2022 bis Ende März 2023) ein freiwilliges Sparziel von 15 Prozent beim Gas ausgerufen. Dies war Teil der Massnahmen des Bundesamts für wirtschaftliche Landesversorgung (BWL) und diente als erster Schritt dazu, Bewirtschaftungsmassnahmen zu vermeiden. Ziel war es, den Energieverbrauch durch Einsparungen (beispielsweise Heiztemperaturabsenkung) zu

reduzieren. Gegenüber 2021 sank zwar der Verbrauch, das Einsparziel von 10 Prozent konnte im Strombereich nicht erreicht werden. Allerdings mussten dank des milden Winterverlaufs auch keine Bewirtschaftungsmassnahmen ergriffen werden. Die EU-Staaten hatten sich ebenfalls zum Ziel gesetzt, von August 2022 bis März 2023 gemeinsam 15 Prozent weniger Gas zu verbrauchen; dies konnte erreicht werden.

Sparkampagne

Der Bund hatte Ende August 2022 eine mit der Wirtschaft gemeinsam erarbeitete Sparkampagne lanciert. Diese beinhaltete einfache, von der Bevölkerung und Wirtschaft rasch umsetzbare Massnahmen für eine effiziente, sparsame Nut-

zung von Strom und Gas. Hierfür wurde eine Webseite (<https://www.nicht-verschwenden.ch/de/startseite/>) inklusive Monitoring-Tools implementiert. Dort wurden den Verbrauchern die Lage erläutert und Massnahmen zur individuel-

len Energieersparnis vorgestellt. Es lässt sich nicht bewerten und abgrenzen, wie erfolgreich diese Kampagne war und ist. Jedoch dient die Kampa-

gne vor allem der Kommunikation mit der Bevölkerung, um die Entwicklung und allgemeinen Massnahmen besser vermitteln zu können.

Verbrauchsseitige Reserve

In der WResV wurde ebenfalls vorgesehen, dass die Einrichtung einer Verbrauchsreserve geprüft und gegebenenfalls noch 2023 in die Verordnung aufgenommen wird. Das UVEK hat in Zusammenarbeit mit dem Eidg. Departement für Wirtschaft, Bildung und Forschung (WBF) ein entsprechendes Konzept geprüft. Die Idee, dass sich grosse Verbraucher gegen Abgeltung zu gezielten Einsparungen verpflichten, wurde aufgrund der Komplexität sowie möglicher Mitnahmeeffekte aber nicht hoheitlich umgesetzt. Schliesslich besteht für grosse Verbraucher

am Markt bereits heute grundsätzlich die Möglichkeit, ihren Verbrauch durch Einschränkungen des wirtschaftlichen Outputs kurzfristig zu reduzieren, indem etwa bereits beschaffte Strommengen kurzfristig (z. B. Day-ahead) wieder an den Markt zurückgegeben werden. In Phasen von Knappheit und extrem hohen Strommarktpreisen kann dadurch eine finanzielle Kompensation des eigenen Produktionsausfalls resultieren. Aus diesem Grund sollten subsidiäre, privatwirtschaftliche Ansätze als Alternative zu einer hoheitlichen Verbrauchsreserve geprüft werden.

Sonstige Massnahmen

Vorbereitungen auf eine mögliche Gas- oder Strommangellage

Die Vorbereitungsmassnahmen zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Fall einer drohenden schweren Mangellage laufen über das BWL. Es beaufsichtigt die Pflichtlagerhaltung und koordiniert die Zusammenarbeit mit den Bundesstellen, der Armee und dem Bevölkerungsschutz. Eine enge Abstimmung mit der ElCom fand in der Arbeitsgruppe (AG) Versorgungssicherheit statt. Der Bundesrat hatte für den Fall einer Strommangellage verschiedene Verordnungen für nachfrageseitige Massnah-

men «fertig» ausgearbeitet und auch in eine Vernehmlassung gebracht (Verwendungsbeschränkungen und -verbote, Sofortkontingentierung, Kontingentierung, Netzabschaltungen). Es sind aber auch angebotsseitige Massnahmen teilweise vorbereitet. Sie wurden bisher nicht veröffentlicht:

- Verordnung über die Einschränkungen der Ausfuhr von elektrischer Energie
- Verordnung über die Angebotslenkung von elektrischer Energie

Vorgezogene SDL-Beschaffung

Swissgrid wurde darin bestärkt, die Beschaffung von Systemdienstleistungen (SDL) über einen grösseren Zeitraum auszudehnen, um Preis-

risiken zu senken und die Planungssicherheit für Kraftwerksbetreiber zu erhöhen. Die Umsetzung ist erfolgt und der Prozess etabliert.

Koordination Branche und Behörden

Es wurden verschiedene Austauschplattformen etabliert, um die Abstimmung und Koordinati-

on zwischen allen Beteiligten zu erleichtern und Informationsflüsse zu gewährleisten.

Erhöhung Betriebsspannung bei strategischen Leitungen

Ebenfalls am 1. Oktober 2022 trat die Verordnung über die Erhöhung der Betriebsspannung im elektrischen Übertragungsnetz in Kraft. Um Engpässe im Übertragungsnetz zu entschärfen wurde beschlossen, eine temporäre Spannungserhöhung von 220 kV auf 380 kV bei den beiden wichtigen Leitungen von Bickingen-Chippis (Gemmileitung) sowie Basse-

court-Mühleberg auf Basis des Landesversorgungsgesetzes (LVG) beschlossen. Die Erhöhung der Übertragungskapazität Richtung Wallis, wo grosse Speicherkraftwerke wie Nant de Drance angeschlossen sind, stärkt die Versorgungssicherheit, erhöht den betrieblichen Spielraum bei der Netzsteuerung, senkt Netzerluste und erhöht Importkapazitäten.

Kosten und Nutzen der getroffenen Massnahmen

Die Umsetzung vor allem der angebotsseitigen Massnahmen ging mit bedeutenden Kosten für die Stromverbraucher einher. Besonders relevant sind dabei die Kosten für die thermischen Reservekraftwerke sowie für die Wasserkraftreserve. Für die thermischen Re-

servekraftwerke mit einer gesamten Produktionsleistung von 336 MW fielen Investitionskosten im Umfang von rund 500 Millionen Franken an. Die Investitionskosten verteilen sich wie folgt auf die einzelnen Anlagen:

Kraftwerk	Investitionskosten	Leistung	Kosten / kW
Birr	470 Mio. CHF	250 MW	1880 CHF
Monthey	21.5 Mio. CHF	50 MW	430 CHF
Cornaux	9.15 Mio. CHF	36 MW	254 CHF

Tabelle 1: Fixkosten der thermischen Reservekraftwerke

Neben den Investitionskosten gehen mit der Betriebsbereitschaft und dem Unterhalt der thermischen Kraftwerke weitere, laufende Kosten einher. Da es sich lediglich um Back-up-Anlagen handelt, die im Normalfall keinen Strom produzieren und entsprechend keinen Brennstoff verbrauchen, sind diese Betriebskosten allerdings beschränkt. Den zweiten grossen Kostenblock stellen die Ausgaben für die 400 GWh Wasserkraftreserve dar. Diese wurde im Rahmen einer Ausschreibung bei den Betreibern bestehender Speicheranlagen beschafft. Die Kosten dieser Beschaffung beliefen sich für den Krisenwinter 2022/2023 auf insgesamt 296 Millionen Euro.

Dass die Kosten der thermischen Anlagen so hoch ausfielen, ist auf den extrem schnellen Beschaffungs- bzw. Realisierungsprozess während der Krisenphase zurückzuführen. Dies gilt insbesondere für die Anlagen in Birr, die vollständig neu beschafft bzw. realisiert wurden, während in Monthey und Cornaux die Realisierung auf Basis von bestehenden Anlagen erfolgte, wodurch auch die Kosten pro Kilowatt Leistung deutlich unter jenen von Birr liegen (vgl. Tabelle 1). Die ausserordentlichen Umstände machen einen Vergleich im Sinne eines Benchmarks mit den Kosten von alternativen Projekten unmöglich. Eine Reserveplanung mit längerem Vor-

lauf hätte sich in jedem Fall signifikant kostensenkend ausgewirkt. So hatte die ElCom in ihrem Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerk im Jahr 2021 mit Kosten in der Höhe von rund 690 Millionen Franken für 1'000 MW installierte Reserveleistung gerechnet.

Mit den Kosten für die Wasserkraftreserve wurde keine neue Kraftwerksleistung realisiert. Die 296 Millionen Euro stellen lediglich eine Abgeltung für entgangene Erträge (Opportunitätskosten) der Kraftwerksbetreiber durch das Zurückhalten von Wasser und damit Energie in ihren Anlagen dar. Mit der Teilnahme an der Wasserkraftreserve verpflichten sie sich dazu, einen Mindestanteil des Wassers in den Anlagen während des Winters – wenn die Preise relativ hoch sind – zurückzuhalten, also nicht am Markt zu verkaufen. Damit wird sichergestellt, dass die Speicher bis zum Winterende einen minimalen Füllstand aufweisen, der im Falle einer unvorhergesehenen kritischen Situation bereitsteht. Wird die Reserve während der Wintermonate nicht abgerufen, dann steht den Betreibern das Wasser im Frühling zur freien Vermarktung zur Verfügung. Der Restwert dieses Wassers bestimmt sich dann anhand der (tieferen) Marktpreise im Frühling. Wird dagegen die Reserve in einem Knappheitsfall bereits vorher abgerufen, wird diese Energie den Kraftwerksbetreibern analog anhand der späteren Marktwertigkeit vom Frühling abgegolten. Funktioniert der Wettbewerb bei der Ausschreibung der Reserve, offerieren Betreiber der Speicherwerke die Vorhaltung der Reservemengen zu einem Preis, der ihren erwarteten Opportunitätskosten entspricht – also den erwarteten entgangenen Erträgen aufgrund der späteren Vermarktung des Speicherhalts im Frühling, statt während der preislich attraktiveren Wintermonate.

Der Betrag für die Abgeltung der Speicherbetreiber kann dann als angemessen angesehen

werden, wenn er die zum Zeitpunkt der Ausschreibung erwarteten Opportunitätskosten bei der Vermarktung des Speichers spiegelt – und damit die unterschiedliche Wertigkeit des Speicherhalts zwischen Winter und Frühling. Dabei ist zu berücksichtigen, dass flexible Speicher üblicherweise gezielt in den Stunden mit den potenziell höchsten Preisen eingesetzt werden können. Allerdings können die Speicherbetreiber die attraktivsten Preise während der Wintermonate weiterhin mit ihrem verbleibenden marktlichen Speicher adressieren; die Opportunitätskosten des Reservespeichers orientieren sich daher nicht an den allerhöchsten Preisen im Winter.

Um eine unangemessen hohe Abgeltung der Speicherbetreiber zu vermeiden, hat die ElCom parallel zum Ausschreibungsprozess eigene Berechnungen zur Wertigkeit des beschafften Reservespeichers vorgenommen. Dabei hat sie begleitend auch Berechnungen durch das Beratungsunternehmen SwissEconomics in Zusammenarbeit mit der ETH vornehmen lassen. Auf Basis dieser Analysen hatte die ElCom entschieden, die Beschaffung der Reservemenge auf 400 GWh (anstelle der ursprünglich vorgesehenen) 500 GWh zu beschränken. Damit lag die beschaffte Menge noch im Rahmen der vorab bestimmten Eckwerte, die eine Größenordnung von 500 GWh mit einer Toleranz von ± 166 GWh vorsehen. Die parallel zum Ausschreibungsprozess erstellten Analysen zeigten, dass sich die Gesamtkosten für die Vorhaltung der Reserve im Umfang von 296 Millionen Euro durch die zum Zeitpunkt der Ausschreibung sehr angespannte Marktlage und damit verbundenen ausserordentlichen Preisewartungen am Strommarkt erklären liessen. Aufgrund der Gebotsstruktur wären dagegen bei einer höheren Reservemenge die Gesamtkosten und damit die finanzielle Belastung der Stromverbraucher überproportional stark angestiegen und hätten sich nicht mehr

durch die Preiserwartungen bzw. erwarteten Opportunitätskosten erklären lassen.

Die Abgeltung der Speichervorhaltung wäre zudem als nicht effizient anzusehen, wenn damit Mitnahmeeffekte verbunden wären. Solche Effekte wären dann offensichtlich, wenn die Vorhaltung eines Restspeichers am Ende des Winters grundsätzlich auch ohne den Reservemechanismus mit einer gesonderten Ausschreibung und Abgeltung realisiert würde. Dies etwa, weil es für Marktakteure aus wirtschaftlichen Risikoüberlegungen sinnvoll ist, eigene Reserven in ähnlichem Ausmass bis zum Winterende vorzuhalten. Der Verlauf der Speicherkurve im Winter 2022/23 deutet allerdings nicht auf einen solchen Mitnahmeeffekt hin. So lag der Speicherfüllstand Ende April 2023 bei rund 2'519 GWh (Stand 24. April 2023 gemäss Wochenbericht BFE) und damit mehr als 1'300 GWh über dem langjährigen Medianwert Ende April von ca. 1'200 GWh (Analyse zum Verlauf der Speicherreserven in der Schweiz, Swissgrid).

Die ElCom unterstützte den Bundesrat ausdrücklich bei der Entscheidung zur Beschaffung dieser Reserve, um die Versorgungssicherheit in der Schweiz zu erhöhen. Nichtsdestotrotz liegt die Schwäche dieses Instruments in der fehlenden Additivität. Die Wasserkraftreserve ist lediglich eine Reservemenge ausserhalb des Strommarktes, welche in der Gesamtbilanz aber keine zusätzliche Energie zur Verfügung stellen konnte bzw. kann – ganz im Gegenteil entzieht sie dem Markt Energie. Der Mehrwert der Wasserkraftreserve liegt im Wesentlichen darin, dass sie verhindert, dass die Betreiber der Speicher bei sehr hohen Preisen im frühen Winter ihre Speicher aggressiver leeren, so dass im späten Winter bei unerwarteter kritischer Versorgungssituation (langanhaltender, kalter Winter) die Speicher weitgehend geleert sind und eine Versorgungslücke entstehen könnte.

Die Massnahmen im Zusammenhang mit der thermischen Reserve und der Wasserkraftreserve dienten unmittelbar der Absicherung der Energieversorgung bzw. der Abwendung einer Stommangellage und sollten direkt eine Verlängerung der Eigenversorgungsfähigkeit der Schweiz im Falle von (unvorhersehbaren) kritischen Versorgungssituationen ermöglichen. Bezogen auf die Eigenversorgungsfähigkeit hat die ElCom am 28. Juli 2023 zwei Berichte veröffentlicht.¹ Aufgrund der hohen Bedeutung der Speicherwerkwerke kann in der Schweiz die Anzahl Tage Eigenversorgungsfähigkeit gegen Ende des Winters als solide Masszahl für die Resilienz der Versorgung verwendet werden. Je nach Situation (reduzierte oder gänzlich ausfallende Importe, Kraftwerksausfälle im Inland) kann die Kombination der thermischen Reserve mit der Wasserkraftreserve die Eigenversorgungsfähigkeit um mehrere Tage oder gar Wochen verlängern und damit signifikanten Einfluss auf die Versorgungssicherheit der Schweiz haben.

Den Kosten für die Winterreserve wäre ein konkreter Nutzen gegenüberzustellen. Der Nutzen einer Reserve bemisst sich im Wesentlichen an der Verhinderung eines Stromausfalls und der damit verbundenen volkswirtschaftlichen Kosten. Natürlich sind diese potenziellen Kosten schwer zu ermitteln, da zum einen die Wahrscheinlichkeit eines solchen Stromausfalls ohne Reserven berechnet werden müsste und zum anderen die bei einem Stromausfall anfallenden Kosten geschätzt werden müssten. Die Winterreserve stellt letztlich eine Versicherung dar, welche die gesamtgesellschaftlichen Kosten einer Mangellage oder gar eines Stromausfalls verhindern soll. Im Jahr 2017 bezifferte der Bund die Kosten für einen Tag Versorgungsausfall in der Schweiz mit zwei Milliarden Franken.² Die Kosten einer Mangellage, im weitesten Sinne die Kosten für nicht bedien-

te Stromnachfrage, sind signifikant. In der Wissenschaft werden die Kosten für partielle Stromausfälle bzw. für «nichtgelieferten Strom» im sogenannten Value of Lost Load ausgedrückt. Auch hier zeigen Untersuchungen, dass diese Kosten für industrie- und dienstleistungsorientierte Volkswirtschaften horrend sein können und i. d. R. in keinem Verhältnis zu möglichen Absicherungsmassnahmen stehen (im europäischen Mittel kostet eine ausgefallenen KWh die Unternehmen 17 Euro; in der Industrie 113 Euro).³ Berücksichtigt man diese Bedeutung der Stromversorgung für die Gesamtwirtschaft, so sind die Ausgaben als angemessen zu bewerten, um die kurz- und mittelfristige Versorgungssicherheit der Schweiz abzusichern.⁴

Grundsätzlich war die Marktlage zum Zeitpunkt der Entscheidung zur Beschaffung der Wasserkraftreserve und der Errichtung der thermischen Reserven extrem angespannt. Es war im Sommer 2022 nicht absehbar, in welchem Umfang der Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine und die eingeleiteten Sanktionen die Energieversorgung im Winter 2022/2023 beeinträchtigen würden.⁵ Da die Schweiz im

Winter importabhängig ist und die Lage in Gesamteuropa extrem angespannt war, mussten Massnahmen zur Sicherung der Erzeugung getroffen werden, um diese kritische Phase überbrücken zu können. Dass es letztendlich nicht zum befürchteten Engpass gekommen ist, lag in erster Linie am Wetter: Im Herbst regnete es viel, im Winter war es ungewöhnlich mild. Außerdem konnte die Gasversorgung in Europa dann doch schneller als erwartet sichergestellt und der Verbrauch signifikant gesenkt werden – was vor Beginn des Winters nicht klar war und was zu grossen Problemen bei der Stromerzeugung und damit bei den Stromimporten geführt hätte.

1 "Aktualisierung der Berechnung zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit 2025" und "Winterproduktionsfähigkeit - Einschätzungen der ElCom bis 2035", abrufbar unter [> Dokumentation > Berichte und Studien > Versorgungssicherheit und Internationales](http://www.elcom.admin.ch)

2 "Blackout-Kosten: 2 Milliarden Franken pro Tag" | Handelszeitung, Michael Heim

3 CEPA study on the Value of Lost Load in the electricity supply in europe | ACER

4 Die ElCom hat bereits in der Vergangenheit kommuniziert, dass die Sicherung der Versorgungssicherheit ein übergeordnetes Gut ist und zusätzliche Investitionen nötig sind, um diese mittel- und langfristig zu gewährleisten (vgl. Bericht "Konzept Spitzentlast-Gaskraftwerk der ElCom" vom 30. November 2021, abrufbar unter [> Dokumentation > Berichte und Studien](http://www.elcom.admin.ch))

5 Zusätzlich war die Möglichkeit des Stromimports durch unerwartete Ausfälle französischer AKWs zusätzlich limitiert.

3.2.2 Vorfälle im Jahresverlauf

Die von der ElCom geleitete Arbeitsgruppe Versorgungssicherheit tagte wie schon im Vorjahr durchgehend auch über den Sommer, um die angespannte Versorgungslage beim Strom und deren Entwicklung, welche sich weiterhin auch in der Preisentwicklung spiegelte, eng zu überwachen.

Die Gas-Liefersituation war weiterhin ein wesentlicher Treiber, der Aufbau der Gaspeicherstände erfolgte aber gemäss Plan und führte zur Erreichung und gar Übertreffen der Zielwerte. Dies trug, neben umfangreichen Verbesserungen entlang der Lieferketten für Flüssiggas, wesentlich zur Entspannung der Lage bei.

Neben der Gas-Liefersituation war auch die reduzierte Einsatzfähigkeit der französischen Kernkraftwerke aufgrund der Probleme durch Spannungsrißkorrosion weiterhin wesentlich. Die Suche nach Lösungen dauerte auch im Jahr 2023 an. Die Einsatzfähigkeit normalisierte sich aber in der zweiten Jahreshälfte und führte wieder zu üblichen oder gar erhöhten Verfügbarkeiten der französischen Kernkraftwerke ab September 2023. Anhaltend hohe Sommertemperaturen können ebenfalls Auswirkungen auf den Betrieb der Schweizer Kernkraftwerke haben, bei denen zur Vermeidung hoher Flusswassertemperaturen eine Produktionsreduktion oder

-einstellung nötig werden kann. Die ElCom hat in den Sommermonaten für das Kernkraftwerk Beznau die Situation durchgehend überwacht. Aufgrund glücklicher Wettermuster musste die Produktion aber nur an wenigen Tagen temperaturbedingt vom Betreiber eingeschränkt werden.

Um die Energieversorgung für den Winter zu stärken, wurden im Berichtsjahr verschiedene Massnahmen beschlossen. Dazu gehören auch die Wasserkraftreserve (vgl. Kapitel 3.3.1 Wasserkraftreserve) sowie die ergänzenden Reserven (vgl. Kapitel 3.3.2 Ergänzende Reserven), deren Leistungssumme (thermische Reservekraftwerke und Notstromanlagen) am Jahresende rund 500 MW betrug. Daneben wurde im Übertragungsnetz zur Stützung der Versorgungssicherheit die Vorbereitungen zur temporären Spannungserhöhung von 220 auf 380 kV für den Win-

ter 2023/24 abgeschlossen. Der Testbetrieb für die generelle Spannungserhöhung der Leitungen Bickigen - Chippis und Bassecourt - Mühleberg wurde im Januar und Februar 2023 durchgeführt. Diese Massnahmen sind somit vollumfänglich einsatzbereit.

Zur Bedarfsabschätzung für die Ausschreibung von Ersatzanlagen in den ergänzenden Reserven wurde neben einer eigenen Abschätzung der ElCom¹ zuhanden des Eidg. Departements für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) auch eine Aktualisierung der Adequacy Studie zur Analyse der Versorgungssicherheit in 2025 durch die Swissgrid durchgeführt und durch die ElCom begleitet².

¹ "Winterproduktionsfähigkeit - Einschätzungen der ElCom bis 2035", abrufbar unter www.elcom.admin.ch > Dokumentation > Berichte und Studien > Versorgungssicherheit und Internationales)

² "Aktualisierung der Berechnung zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit 2025", abrufbar unter www.elcom.admin.ch > Dokumentation > Berichte und Studien > Versorgungssicherheit und Internationales)

3.3 Winterreserve

Um einer Strommangellage im Winter vorzubeugen, hat der Bundesrat schon für den Winter 2022/2023 unter anderem den Bau eines Reservekraftwerks in Birr (AG), die Bereitstellung weiterer Reservekraftwerke (Cornaux und Monthey) und Notstromgruppen als ergänzende Reserven eingerichtet. Des Weiteren wurde die Möglichkeit geschaf-

fen, eine Wasserkraftreserve zu beschaffen. Auf diese Massnahme wurde auch für den Winter 2023/2024 nicht verzichtet. Den etwaigen Einsatz der Reserven hat die ElCom mit der Weisung 5/2023 «Abrufordnung der Kraftwerke der Winterreserve 2023/2024» vom 10. November 2023 geregelt.

3.3.1 Wasserkraftreserve

Für den Winter 2023/2024 hat die ElCom mit der Weisung 3/2023 «Eckwerte für die Errichtung einer Wasserkraftreserve im hydrologischen Jahr 2023/2024» die Beschaffung einer Wasserkraftreserve von $400 \text{ GWh} \pm 133 \text{ GWh}$ für den Zeitraum von 1. Februar 2024 bis 13. Mai 2024 beschlossen. Die Beschaffung fand in gestaffelten Teilausschreibungen im Zeitraum Mai 2023 bis September 2023 statt. Die

erste Runde der Ausschreibung wurde am 25. Mai 2023 abgeschlossen. In der ersten Teilausschreibung haben Gebote im Umfang von 165 Gigawattstunden (GWh) einen Zuschlag erhalten. Die Kosten der ersten Tranche betrugen 27 Millionen Euro. Die zweite Runde der Ausschreibung für die Wasserkraftreserve für den Winter 2023/2024 wurde am 6. Juli 2023 abgeschlossen. In der

zweiten Teilausschreibung vom 5. Juli 2023 haben Gebote im Umfang von 152 Gigawattstunden (GWh) einen Zuschlag erhalten. Die Kosten für diese zweite Tranche betrugen 23 Millionen Euro. In der dritten und letzten Runde der Ausschreibung für die Wasserkraftreserve am 13. September 2023 haben

Gebote im Umfang von 83 Gigawattstunden (GWh) einen Zuschlag erhalten. Die Kosten für diese dritte Tranche betrugen weitere 5.5 Millionen Euro. Gemeinsam mit den beiden vorangegangenen Ausschreibungen belief sich die beschaffte Menge auf 400 GWh, die gesamten Kosten auf 55.5 Millionen Euro.

3.3.2 Ergänzende Reserven

Die drei Reservekraftwerke verfügen gesamt-haft über eine Leistung von 326 MW, welche für den Winter 2023/2024 bereitstehen. Ent-sprechende Tests hat die ElCom federführend begleitet. Zusätzlich wurden im Laufe des

Jahres 2023 Verträge mit gepoolten Not-stromgruppen mit einer Leistung von 164 MW (Stand Januar 2024) geschlossen, welche in Notsituationen ebenfalls zum Abruf gemäss Abrufordnung bereitstehen.

3.4 Ungeplante Flüsse

In einem vermaschten Netz entspricht der tat-sächliche (physikalische) Stromfluss nie genau den gehandelten und somit geplanten Flüssen. Die Abweichung der Physik vom Handel fliess-t als ungeplanter Fluss durch das Übertragungs-netz. So fliessen aktuell bis zu 30 Prozent der von Deutschland nach Frankreich gehandelten Mengen physikalisch durch die Schweiz.

Schon mit der Einführung der flussbasierten Marktkopplung (Flow Based Market Coupling – FBMC) in der Region Zentralwesteuropa unter Ausschluss der Schweiz nahmen die Handelskapazitäten von Deutschland nach Frankreich deutlich zu, was insbesondere im Winter teil-weise zu Engpässen im Schweizer Netz führt. Im Juni 2022 wurde das FBMC auf die «Core»-Re-gion ausgeweitet. Diese beinhaltet 13 Länder, von Frankreich im Westen bis Rumänien im Os-ten. Dies bringt zusätzliche Unsicherheit.

Die langjährigen und weitergehenden Bemü-hungen von Swissgrid und ElCom zeigen Fort-schritte. Mit der Kapazitätsberechnungsregion «Italy North» der EU konnte 2021 ein Vertrag vereinbart werden, der die Gleichbehandlung

der Schweizer Südgrenze mit den weiteren ita-lienischen Nordgrenzen sichert. Dieser Koope-rationsvertrag wurde von Swissgrid und den Übertragungsnetzbetreibern von «Italy North» un-terzeichnet, nachdem er von der ElCom so-wie den Regulierungsbehörden der übrigen be-teiligten Länder geprüft wurde. Dieser Ver-trag muss jährlich erneuert werden und basiert auf einer Kapazitätsberechnung mittels NTC (Net Transfer Capacity). Historisch wurden in dieser Region nur in Importrichtung nach Itali-en die Grenzkapazitäten gemeinsam optimiert. Seit Ende 2023 wird auch die Exportrichtung (d. h. auch in Richtung IT>CH) im Intraday-Zeit-bereich optimiert. Im 1. Quartal 2024 soll die Optimierung für den Day-Ahead-Zeitbereich imple-mentiert werden. Dies bringt eine zusätz-liche Sicherheit im Netzbetrieb.

Ebenfalls fortgeführt wurden die Arbeiten von Swissgrid und ElCom, um eine Kooperati-onslösung auch an den Schweizer Nord-grenzen mit der Kapazitätsberechnungsre-gion «Core» zu erreichen. Hier gab es auf technischer Ebene erhebliche Fortschritte im Jahr 2023, aber die nötige Validierung der

Lösung durch alle «Core»-Regulatoren ist noch ausstehend und wird bis zum Schluss ungewiss bleiben. Falls die Validierung wie aktuell vorgesehen im Frühjahr 2024 erfolgt, ist die Implementierung der Lösung frühestens für Ende 2025 vorgesehen. 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. Nur mit einer solchen Vereinbarung dürfen zudem die Schweizer Nachbarländer aus Sicht der EU die Flüsse mit der Schweiz in ihr jeweiliges 70 Prozent-Ziel mit einrechnen (siehe Ausführungen zur 70 Prozent-min-RAM im Kapitel 7.1 Engpassmanagement).

Mittelfristig sieht die EU vor, dass die flussbasierte Marktkopplung auch auf Italien ausgedehnt wird. Dies wurde 2023 stark von ACER vorangetrieben, und die ersten Schritte

für den Merger der beiden Regionen «Italy North» und «Core» in eine «Central CCR» wurden eingeleitet. Die formelle Entscheidung von ACER wird im März 2024 erwartet. Der Merger soll vorerst auf die Kapazitätsberechnungsmethode für den Day-Ahead-Zeithorizont beschränkt werden. Eine ausgewogene gegenseitige Berücksichtigung in den Kapazitätsberechnungen zwischen der Schweiz und ihrer EU-Nachbarn wird im Rahmen des Mergers noch wichtiger für die Netzstabilität der Region. 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 teilweise 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 Strom-

ausfall 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 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 Umset-

zung verschiedener Dokumente der Branche wird von der ElCom nicht nur begrüßt, sondern auch vorausgesetzt. Dazu zählen die Branchendokumente des Verbands Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) «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 Bundesamt für Energie (BFE) die Arbeiten für Vorgaben bezüglich Cyber-Sicherheit im StromVG weitergeführt. So wurde mit der Verabschiedung des revidierten Informations-sicherheitsgesetzes (ISG) durch das Parlament im StromVG ein Artikel aufgenommen, der die Netzbetreiber, Erzeuger und Speicherbe-treiber verpflichtet, sich angemessen gegen Cyberbedrohungen zu schützen. Dieser Ge-setzesartikel wird durch einen Artikel in der Stromversorgungsverordnung (StromVV) prä-zisiert. Im Zentrum steht dabei ein verbindli-cher Minimalstandard. Zu diesem Artikel wurde Ende 2023 die Vernehmlassung eröff-net. Das Inkrafttreten der neuen regulatori-schen Vorgaben ist für Mitte 2024 geplant. Die ElCom hat in Bezug auf die konkrete Um-setzung der Aufsicht zu den neuen rechtli-

chen Vorgaben Diskussionen mit dem BFE und in der Arbeitsgruppe des VSE sowie mit den relevanten Stakeholdern geführt. Diese Gespräche haben einerseits das gegenseitige Verständnis über die zukünftige Regulierung im Bereich Cyber-Sicherheit verbessert und anderseits dazu beigetragen, das neue Auf-sichtskonzept der ElCom zu schärfen. Im Be-richtsjahr hat die ElCom das Aufsichtskonzept verfeinert und mit den ersten Umsetzungs-schritten begonnen. So wurde in Zusam-menarbeit mit dem NCSC (neu Bundesamt für Cy-ber Sicherheit, BACS) ein Fragebogen für strukturierte Sensibilisierungsgespräche erar-beitet und die ersten Unternehmen für die Durchführung definiert. Im Zentrum der risi-kobasierten Aufsicht und somit auch der Leit-fragen für die Sensibilisierungsgespräche steht die Erhöhung der materiellen Cyber-Si-cherheit. Bei der Umsetzung der neuen Regu-lierung und Aufsicht ist darauf zu achten, dass diese mit dem neuen Network Code Cy-bersecurity der EU kompatibel ist. Dieser soll-te ebenfalls Mitte 2024 in Kraft treten.

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 Funktions-weise 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 Entwick-lung der Netzverfügbarkeit seit 2010 beob-achtet. 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 durchschnitt-

liche Unterbrechungshäufigkeit pro Endver-bräucher. In die Berechnung des SAIDI und SAIFI fliessen alle ungeplanten Unterbre-chungen 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 91 grössten Schweizer Netzbetreiber aus. Die-

se 91 Netzbetreiber wickeln rund 88 Prozent des gesamten Schweizer Energieumsatzes über ihre Netze ab. Im Jahr 2022 verzeichneten die 91 grössten Schweizer Netzbetreiber 4'853 ungeplante Unterbrechungen (vgl. Tabelle 2). 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.

	2019	2020	2021	2022	2023 ¹	Einheit
Unterbrechungen	5'780	5'176	5'136	4'853		Anzahl
SAIDI	8	12	8	7		Minuten pro Endverbraucher
SAIFI	0.17	0.21	0.16	0.14		Unterbrechungen pro Endverbraucher

¹ Die Zahlen zur Versorgungsqualität 2023 werden im Juni 2024 veröffentlicht und sind auf der Internetseite der ElCom abrufbar.

Tabelle 2: Entwicklung der Versorgungsqualität in der Schweiz 2019-2023 (nur ungeplante Unterbrechungen)

Im Jahr 2022 betrug die durchschnittliche Dauer der ungeplanten Unterbrechungen pro Endverbraucher sieben Minuten. Damit sank dieser Indikator landesweit gegenüber dem Vorjahr um eine Minute. Die durchschnittliche Häufigkeit einer ungeplanten Unterbrechung pro Endverbraucher nahm im Jahr 2022 gegenüber dem Vorjahr ab und lag bei 0.14 Unterbrechun-

gen pro Endverbraucher. Die Schweizer Netzverfügbarkeit ist nach wie vor sehr gut. Die hohe Versorgungsqualität in der Schweiz ist auch im internationalen Vergleich feststellbar. Gemäss «CEER 7th Benchmarking Report 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 nutzen. 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 Nachbar-

staaten für kommerzielle Austausche durch Händler in Import- oder Exportrichtung genutzt werden kann, ohne die Sicherheitsstandards zu verletzen. Swissgrid bestimmt die stündlichen Werte für die vier Schweizer Grenzen gemeinsam mit den Betreibern der benachbarten Übertragungsnetze. Der Anteil der Import- und Exportkapazität des Fürstentums Liechtenstein, das der Regelzone Schweiz angehört, wird der Import- und Exportkapazität aus Österreich angerechnet.

Tabelle 3 gibt einen Überblick über die durchschnittliche Entwicklung der verfügb-

baren Importkapazitäten, einerseits für alle Grenzen zusammen und das sogenannte Norddach, andererseits für jede individuelle Grenze zwischen der Schweiz und ihren

Nachbarländern. Stündlich betrachtet kann die NTC volatiler sein als jene Werte, die in jährlichen Durchschnitten für Import- und Exportwerte wiedergegeben werden.

IMPORT NTC (MW)	2019	2020	2021	2022	2023
Gesamt	6'657	6'982	6'562	6'838	6'297
davon Norddach (AT, DE, FR)	4'936	5'260	4'841	5'117	4'576
Frankreich	2'678	2'944	2'923	3'018	2'691
Deutschland	1'343	1'264	1'347	1'341	1'124
Österreich	915	1'052	571	758	761
davon Italien	1'721	1'722	1'721	1'721	1'722

Tabelle 3: Entwicklung der verfügbaren Importkapazität (NTC) der Schweiz 2019–2023 (jährliche Durchschnittswerte der stündlichen NTC)

Die Importkapazität nahm im Jahr 2023 aufgrund einer kleineren Importkapazität aus Frankreich und Deutschland ab.

Die durchschnittliche Importkapazität aus dem Norddach lag damit nur knapp über 4'500 MW. Die gesamte Importkapazität blieb unter 6'300 MW und damit weit unter dem Durchschnittswert von 2020, der damals wie auch schon 2017 bei knapp 7'000 MW lag.

Seit dem 21. November 2023 betreibt Swissgrid die Leitung zwischen Bassecourt (JU) und

Mühleberg (BE) mit 380 kV anstatt 220 kV. Diese höhere Spannung ermöglicht es, auf dieser wichtigen Nord-Süd-Verbindung mehr elektrische Energie zu transportieren. Dies ist besonders im Winter unerlässlich, wenn die Schweiz auf Stromimporte aus den Nachbarländern angewiesen ist. Auch hätte die Leitung zwischen Bickigen und Chippis (Gemeileitung) temporär im Winter 2022/23 zur kurzfristigen Stärkung der Versorgungssicherheit als Teil der verschiedenen Massnahmen des Bundesrats zwischen Januar und April 2023 mit 380 kV betrieben werden können.

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, auch aber nach Deutschland und Österreich, solange der russische Angriffskrieg auf die Ukraine und die

politischen Spannungen mit Russland weitere Versorgungsrisiken für die Schweiz, ihre Nachbarländer und die ganze EU verursachen (siehe Tabelle 4). 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)	2019	2020	2021	2022	2023
Gesamt	7'933	8'658	8'289	8'845	8'985
davon Norddach (AT, DE, FR)	5'415	5'928	5'497	6'023	6'075
Frankreich	1'163	1'136	1'209	1'194	1'131
Deutschland	3'491	3'708	3'629	3'946	3'924
Österreich	761	1'084	659	883	1'020
davon Italien	2'518	2'730	2'792	2'821	2'910

Tabelle 4: Entwicklung der Exportkapazität (NTC) der Schweiz 2019–2023 (jährliche Durchschnittswerte der stündlichen NTC)

Im Jahr 2023 nahm die gesamte Exportkapazität aufgrund eines Anstiegs der Exportkapazität nach Österreich und Italien zu. Wie in 2022 erreichte sie fast 9'000 MW. Nach Deutschland blieb sie wie in 2022 knapp unter den 4'000 MW von 2017 und nach Österreich knapp bei über 1'000 MW. Damit nahm die durchschnittliche Exportkapazität am Nord-

dach zu, erreichte aber das Niveau von 2017 und 2018 (damals bei über 6'100 MW) nicht.

An der Südgrenze der Schweiz (Italien) bewegte sich die Exportkapazität leicht unter den 3'000 MW, die 2017 erreicht worden waren. Deshalb blieb auch die gesamte Exportkapazität unter den 9'129 MW von 2017.

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 systemgefährdet auswirken. Zur Eindämmung dieser Problematik muss europaweit – und damit auch in der Regelzone Schweiz – sichergestellt werden, dass keine weiteren Anlagen ans Netz gehen, welche die notwendigen Schutzeinstellungen nicht einhalten.

Die ElCom hat daher am 6. März 2018 die Weisung 1/2018 erlassen und auf ihrer Website veröffentlicht. Zudem wurde mit Schreiben vom 15. Juni 2018 an die Verteilnetzbetreiber ein Retrofit-Programm für bestehende PVA

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

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

2022 haben knapp drei Viertel der Verteilnetzbetreiber den Abschluss des Retrofit 2 gemeldet. Bis Ende 2023 haben vier Fünftel der Verteilnetzbetreiber den Abschluss des

Retrofit 2 gemeldet. Den restlichen Verteilnetzbetreibern wurde entweder eine Fristverlängerung gewährt oder ihre Rückmeldung ist noch ausstehend.

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 sämtliche Abweichungen kontinuierlich ausgeglichen werden.

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

Kosten für Regelleistung rund 471 Millionen Franken, was einem Rückgang von 21 Millionen Franken gegenüber dem Vorjahr entspricht. Der starke Anstieg der Strompreise im Jahr 2022 auf dem Grosshandelsmarkt spielt dabei eine zentrale Rolle, wie im nächsten Abschnitt erläutert wird. Eine Folge dieses Anstiegs ist, dass auch die Regelleistung entsprechend teurer gehandelt wurde. Abbildung 1 zeigt die Preisentwicklung der Kosten für Regelleistung in den letzten fünf Jahren.

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 die Versorgungssicherheit, das Risikomanagement und das Rollenverständnis der Akteure. Im Winter 2022/2023 wurde die vorzeitige Beschaffung von Regelleistung für die kritischen Winterwochen in fünf Tranchen durchgeführt, um 80 Prozent der SRL-Mengen für den Monat Januar 2023, 100 Prozent der SRL-Mengen für die Monate Februar bis Mai und 50 Prozent der TRL-Mengen für die Monate Januar bis Mai zu beschaffen. Diese Beschaffung erfolgte gestaffelt von September 2022 bis Januar 2023 und führte dazu, dass knapp 77 Prozent der jährlichen Kosten für die vorzeitige Beschaffung von Regelleistung (361 Millionen Franken) ausgegeben wurden. Weitere 110 Millionen Franken wurden für die Monate Juni bis Dezember ausgegeben.

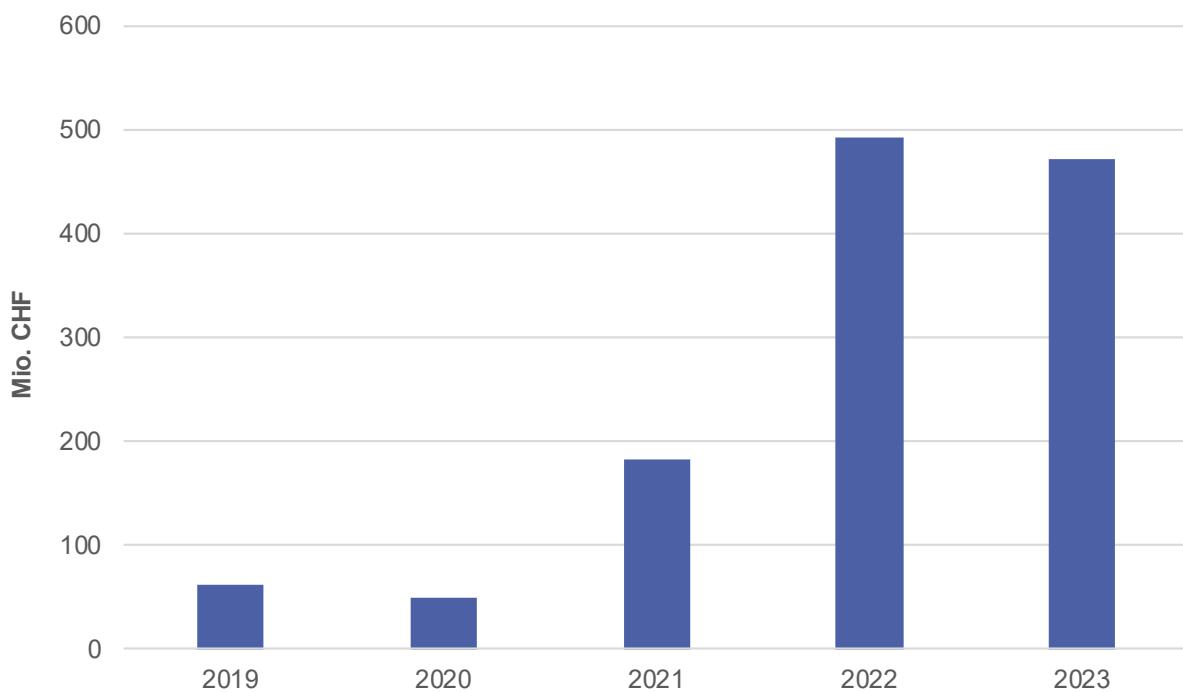


Abbildung 1: Preisentwicklung Regelleistung 2019–2023

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. Zur weiteren Steigerung der Liquidität werden Regelprodukte in geringerem Umfang auch über internationale Plattformen eingekauft, namentlich primäre Regelleistung (PRL) sowie seit Oktober 2020 auch tertiäre Regelleistung (Replacement Reserve).

4 Die Netze



Jährlich werden rund 1.5 Mrd. Franken in den Ausbau und die Erneuerung der Verteilnetze investiert. Hier zu sehen die Gemmileyitung, die über den gleichnamigen Pass vom Wallis in den Kanton Bern führt.

4.1 Fakten und Zahlen der Schweizer Stromnetze

Im Rahmen der jährlichen Berichterstattung zur Kostenrechnung¹ werden die Schweizer Stromnetze von der ElCom nach verschiedenen Anlagenklassen erfasst: Das Schweizer Stromnetz (d. h. Verteil- und Übertragungsnetz zusammen) hat eine Gesamtlänge von gut 233'000 Kilometern, was fast dem sechsfachen Erdumfang entspricht. Davon entfallen 75 Prozent auf die lokalen Verteilnetze (Netzebene 7) und gut drei Prozent auf das nationale Übertragungs-

netz (Netzebene 1) von Swissgrid mit rund 6'760 Kilometern. Die restlichen Kilometer verteilen sich auf die Mittelspannungsebenen (Netzebene 3 und 5). Erwartungsgemäss haben Freileitungen und Masttransformatorenstationen aufgrund der fortschreitenden Verkabelung abgenommen, während Kabel und Transformatorenstationen zugenommen haben.

¹ Die Netzbetreiber reichen ihre Daten jährlich am 31.8. des dem letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr folgenden Jahr ein. Die Zahlen im Tätigkeitsbericht 2023 bilden damit die Ist-Werte des Jahres 2022 ab.

Anlageklasse	2018	2019	2020	2021	2022	Einheit
Trasse Rohranlage HS (NE3), MS (NE5) und NS (NE7)	122'616	124'941	130'205	131'705	148'824	km
Kabel HS (NE3)	1'906	2'053	1'968	2'099	2'028	km
Kabel MS (NE5)	35'307	36'433	36'428	37'725	40'221	km
Kabel NS (NE7)	80'029	82'179	81'264	82'653	94'104	km
Kabel Hausanschlüsse NS (NE7)	57'091	58'891	59'108	62'518	68'285	km
Freileitung HS (NE3)	6'777	6'788	6'658	6'773	6'623	Strang-km
Freileitung MS (NE5)	9'458	9'346	8'818	8'751	8'307	Strang-km
Freileitung NS (NE7)	7'663	7'899	6'972	6'760	6'276	Strang-km
Unterwerk NE2, NE3, NE4, NE5	819	825	823	862	833	Anzahl
Transformator NE2	145	147	149	152	144	Anzahl
Schaltfeld NE2 ¹	167	163	168	178	163	Anzahl
Transformator NE3 ²	76	76	87	86	85	Anzahl
Schaltfeld NE3 ¹	2'586	2'680	2'431	2'506	2'363	Anzahl
Transformator NE4	1'143	1'153	1'143	1'186	1'133	Anzahl
Schaltfeld NE4 ¹	2'163	2'929	2'246	2'333	2'230	Anzahl
Transformator NE5 ²	73	74	77	74	77	Anzahl
Schaltfeld NE5 ¹	30'685	39'486	39'411	40'068	40'516	Anzahl
Trafostation NE6	53'730	54'850	54'142	55'546	54'862	Anzahl
Masttrafostation NE6	5'265	5'487	4'993	5'049	4'751	Anzahl
Kabelverteilkabinen NS (NE7)	177'430	182'325	191'488	199'412	181'967	Anzahl
Messpunkte (alle Verbraucher)	5'635'760	5'779'344	5'715'085	5'951'287	5'817'870	Anzahl
Anzahl Netzbetreiber	630	632	623	610	604	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 5: Anlagen des Schweizer Stromnetzes (alle Angaben beruhen auf den Selbstdeklarationen der Netzbetreiber)

Der Gesamtwert des Schweizer Stromnetzes liegt bei rund 21.8 Milliarden Franken. Davon sind gegen 90 Prozent dem Verteilnetz zuzurechnen. Die grössten 100 Netzbetreiber besitzen rund 85 Prozent der deklarierten Anlagewerte, davon alleine die 10 grössten Netzbetreiber in der Schweiz gut 43 Prozent aller Anlagewerte. Die rund 500 Klein- und Kleinstnetzbetreiber besitzen damit lediglich knapp 15 Prozent der Anlagewerte. Dies ist in etwa gleich viel wie fünf Jahre zuvor.

Abbildung 2 zeigt die Entwicklung der Kostenbestandteile der Netzkosten: Die Verteilnetzbetreiber deklarierten für das Jahr 2022 insgesamt Netzkosten sowie Abgaben und Leistungen und Zuschläge auf das Übertragungsnetz von knapp 5.4 Milliarden Franken. Die Netzkosten machen hier den grössten Teil aus – sie basieren auf den Betriebs- und Kapitalkosten eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes gemäss der Stromversorgungsgesetzgebung und setzen sich wie folgt zusammen: Die grösste Komponente der Netzkosten im Verteilnetz sind die Betriebs- und Kapitalkosten mit einem Anteil von 67 Prozent, was knapp 3.6 Milliarden Franken entspricht. Von diesem Wert wiederum entfallen gut 1.7 auf die Kapitalkosten und 1.8 Milliarden Franken auf die Betriebskosten (33 % bzw. 35 %). Die direkten Steuern machen 72 Millionen Franken aus, bzw. 1.4 Prozent.

Zu den Netzkosten kommen nicht ganz 1.7 Milliarden Franken öffentliche Abgaben hinzu: Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen inkl. Konzessionen in Höhe von gut 452 Millionen Franken bzw. 8.5 Prozent sowie gut 1.2 Milliarden Franken bzw. 22.6 Prozent Zuschläge auf das Übertragungsnetz für die Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien und Gewässersanierungen gemäss Artikel 35 Energiegesetz (EnG).

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.

Der Anteil der Abgaben und Leistungen (inklusive Netzzuschlag gem. Art. 35 EnG) hat sich in den letzten fünf Jahren nach regelmässigen Anstiegen bis zum Jahr 2018 mit 1 Prozent im Jahr 2022 gegenüber dem Vorjahr kaum mehr verändert (vgl. Abb. 2, Direkte Steuern). 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. Die Abgaben und Leistungen sind in der Kompetenz der Gemeinden, Kantone und des Bundes und werden durch die ElCom damit nicht bezüglich ihrer Höhe geprüft.

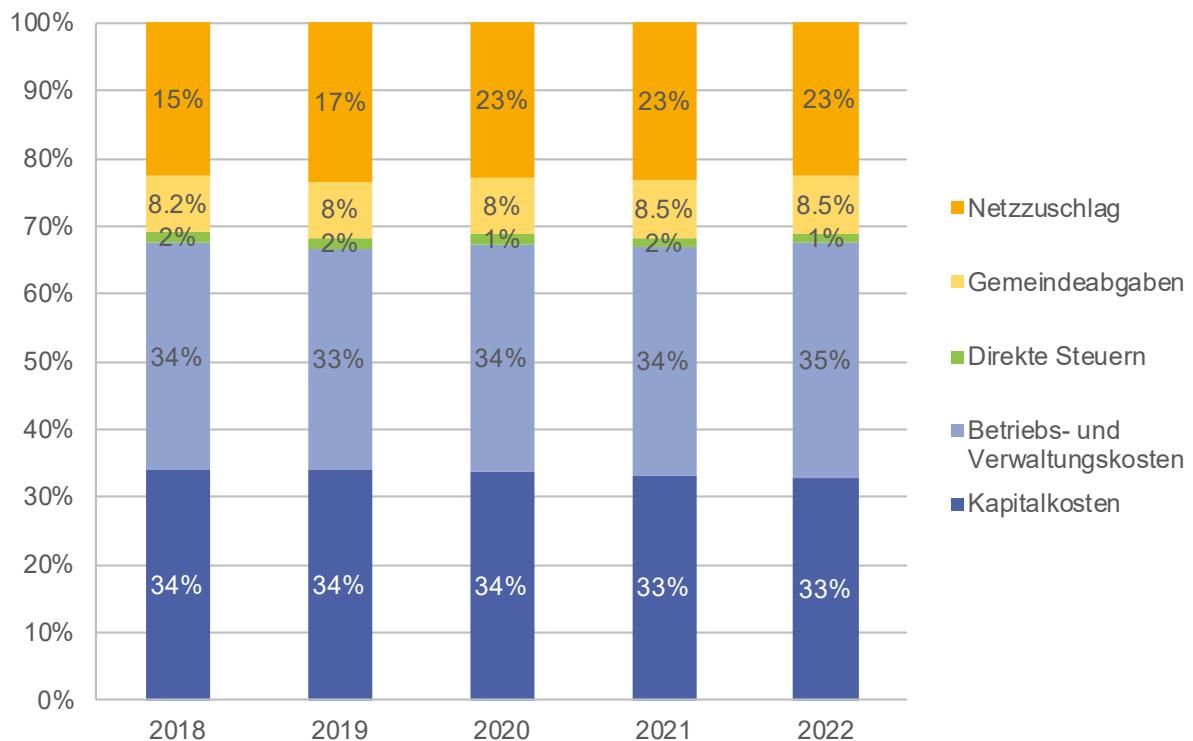


Abbildung 2: Zusammensetzung der Verteilnetzkosten

Swissgrid weist in ihrem Geschäftsbericht 2022 Netznutzungskosten von 467 Millionen Franken und Kosten für Systemdienstleistungen (SDL) von rund 670 Millionen Franken sowie neu Kosten für die Stromreserve von 0.6 Millionen Franken aus. Bei den SDL schließen insbesondere die seit dem Jahr 2022 hohen Energiepreise zu Buche (vgl. Kapitel 3.7 Systemdienstleistungen). Die für das Jahr 2022 im Frühjahr 2021 erwarteten und eintarifierten Kosten lagen deutlich tiefer, so dass für 2022 eine markante Unterdeckung entstanden ist. Diese wird in den Folgejahren eine weitere tariferhöhende Wirkung haben.

Werden zu diesen kumulierten Kosten von knapp 1.2 Milliarden Franken für das Übertragungsnetz die Verteilnetzkosten von gut

5.4 Milliarden Franken addiert, resultieren Gesamtkosten für das Schweizer Stromnetz von knapp 6.6 Milliarden Franken. Abbildung 3 zeigt, wie sich diese auf die einzelnen Netzebenen (NE) verteilen. Das lokale Verteilnetz (NE7) vereinigt mit rund 3.0 Milliarden Franken gut die Hälfte der Kosten auf sich. Ein weiteres knappes Fünftel der Kosten entsteht auf der NE5 mit gut 1.2 Milliarden Franken. Die Kostenanteile der Transformierungsebenen (NE2, NE4, NE6) – die Bindeglieder zwischen den verschiedenen Leitungsebenen – sind insgesamt vergleichsweise gering. Das von Swissgrid betriebene Höchstspannungsnetz (NE1 Netznutzung plus NE1 SDL und neu Stromreserve) weist einen Anteil von total 18 Prozent an den Gesamtkosten für das Schweizer Stromnetz auf.

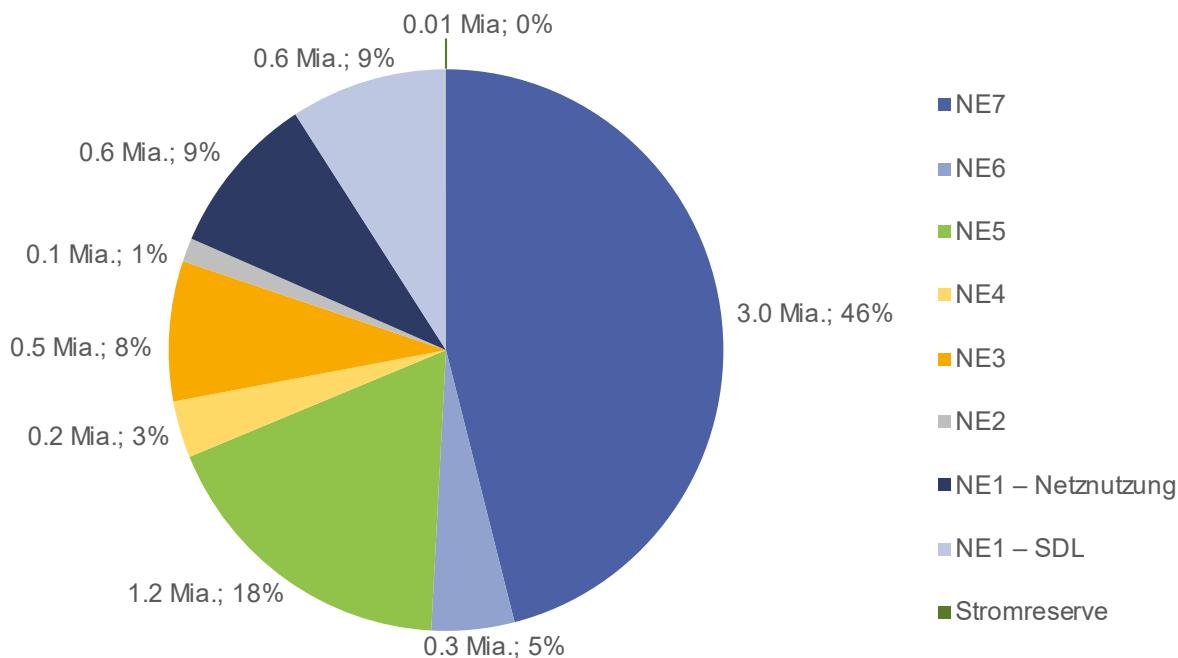


Abbildung 3: Kosten in Mia. CHF und Kostenanteile des Schweizer Stromnetzes (inkl. Abgaben und Leistungen sowie Zuschläge auf das Übertragungsnetz), gegliedert nach Übertragungs- (NE1) und Verteilnetz (NE2–7), 2021

4.2 Netzausbau und Netzplanung

4.2.1 Mehrjahresplanung Übertragungsnetz

Gemäss Artikel 9a des StromVG erstellt das 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. Der Bundesrat hat in seiner Sitzung vom 23. November 2022 den Szenariorahmen 2030/2040 genehmigt.

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 Mehrjahresplanung ist in Artikel 6a StromVV beschrieben.

Den ersten Mehrjahresplan basierend auf den Szenariorahmen wird Swissgrid der ElCom im Jahr 2024 einreichen. Die bisherige Mehrjahresplanung von Swissgrid stützte sich auf den Anfang 2015 fertiggestellten Bericht zum strategischen Netz 2025. Mit dem Bericht besteht eine gesamtschweizerisch abgestimmte Planung des Übertragungsnetzes. Diese erfüllt grundsätzlich die Anforderungen des StromVG (Art. 8 Abs. 2, Art. 20 Abs. 2 Bst. a). Aus Sicht der ElCom bildet der Bericht zum strategischen Netz 2025 einen wesentlichen Meilenstein für die gesamtschweizerische Netzplanung.

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

Grundsätzlich trägt der Bericht zum strategischen Netz 2025 dem Kriterium der Ausgewogenheit der Investitionen Rechnung (Art. 22 Abs. 3 StromVG). Die Unschärfe der «Leistungsfähigkeit» dürfte allerdings deutlich grösser sein als dies die umfangreichen, exakten Berechnungen beim ausgewiesenen Nettonutzen suggerieren. Für die weitere Diskussion im Rahmen der Mehrjahresplanung und die Be-

wertung von Varianten bei Sachplan- und Plangenehmigungsverfahren sind die Unsicherheiten durch Sensitivitätsrechnungen zu quantifizieren. Dies erhöht die Aussagekraft der Kosten-Nutzenanalyse. Im Hinblick auf die grenzüberschreitende Finanzierung (CBCA) ist die Methodendiskussion zwischen Swissgrid und der ElCom sowie in allen dafür zuständigen Gremien zu vertiefen. Gestützt auf den Bericht von Swissgrid kann das schwer messbare Effizienzkriterium nun anhand einer möglichst objektivierten Methode und anhand von transparenten Annahmen beurteilt werden. Dies ist zu begrüssen. Allerdings widerspiegeln sich die Unschärfen bei der Bewertung des «Nutzens» auch beim Kriterium der Effizienz. Deshalb sind auch hier die gleichen Sensitivitätsüberlegungen wie in Bezug auf die Unsicherheiten beim Nutzen vorzunehmen.

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 Artikel 9b Absatz 3 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 betroffenen Kantone sowie die weiteren Betroffenen angemessen in die Planung mit ein.

Artikel 9d StromVG 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 (Mehrjahresplan) 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 6a Absatz 2 StromVV 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 SÜL- und PGV-Verfahren

Bei den Verfahren zum Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL) und Plangenehmigungsverfahren (PGV) prüft die ElCom die Einhaltung der Kriterien gemäss StromVG (sicheres, leistungsfähiges und effizientes Netz). In der Praxis werden oft die Grundlagen für den Technologieentscheid (Freileitung oder Kabelleitung) verifiziert. Das UVEK entscheidet Differenzen zwischen der ElCom, dem BFE und dem Eidg. Starkstrominspektorat (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 Leitungsbauvorha-

ben im Übertragungsnetz zur systematischen Kostenberechnung von SÜL-Varianten.

Im Jahr 2023 hat sich die ElCom im Rahmen ihrer gesetzlichen Aufgaben bei folgenden SÜL-Verfahren in der Begleitgruppe eingebracht: All Acqua – Magadino, Vallemaggia (SÜL 109), Innertkirchen – Mettlen (SÜL 202), Marmorera – Tinzen (SÜL 701.1), Flumenthal – Frolo (SÜL 900). Weiter gab die ElCom im Rahmen von Plangenehmigungsverfahren mehrere Stellungnahmen zu Projekten ab.

¹ abrufbar unter [> Dokumentation > Mitteilungen](http://www.elcom.admin.ch))

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 2022 betrug 212.2 Millionen Franken. In den Jahren 2018

bis 2022 betragen die durchschnittlichen Jahresinvestitionen ins Übertragungsnetz 163 Millionen Franken.

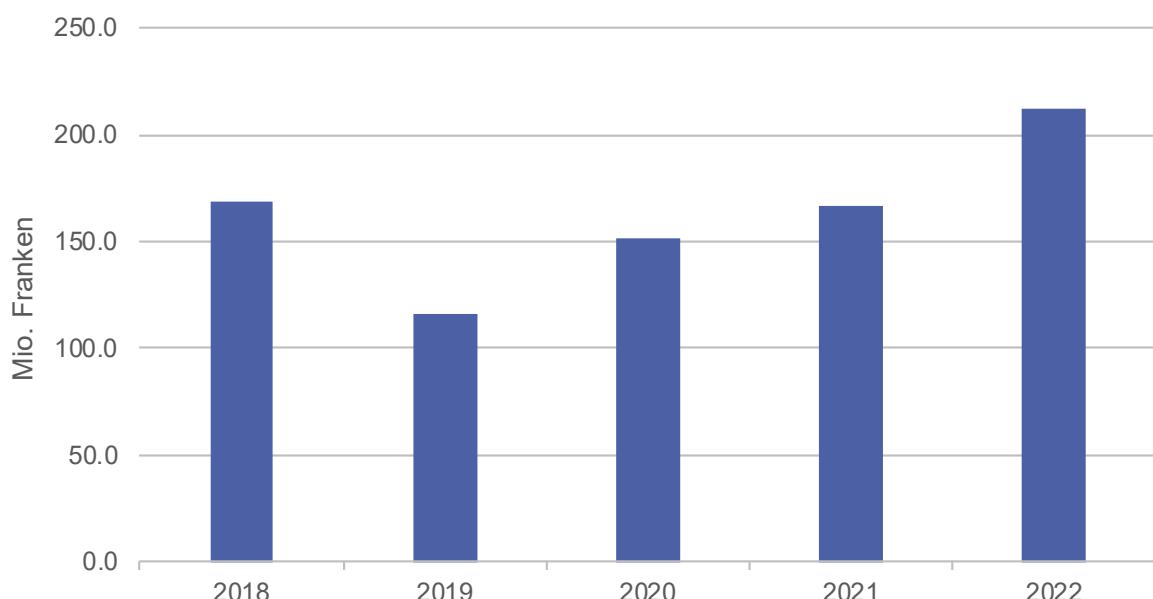


Abbildung 4: Investitionen ins Übertragungsnetz

4.3.2 Investitionen ins Verteilnetz

In den Jahren 2018 bis 2022 wurden jährlich rund 1.4 Milliarden Franken durch die Verteilnetzbetreiber investiert (Abbildung 5). Die Abschreibungen sind in diesem Zeitraum von 943 Millionen Franken auf etwas über 956 Millionen

Franken jährlich gestiegen. Das Schweizer Netz weist einen Investitionsüberschuss von knapp 474 Millionen Franken aus; dies ist gegenüber dem Wert von 2018 praktisch unverändert.

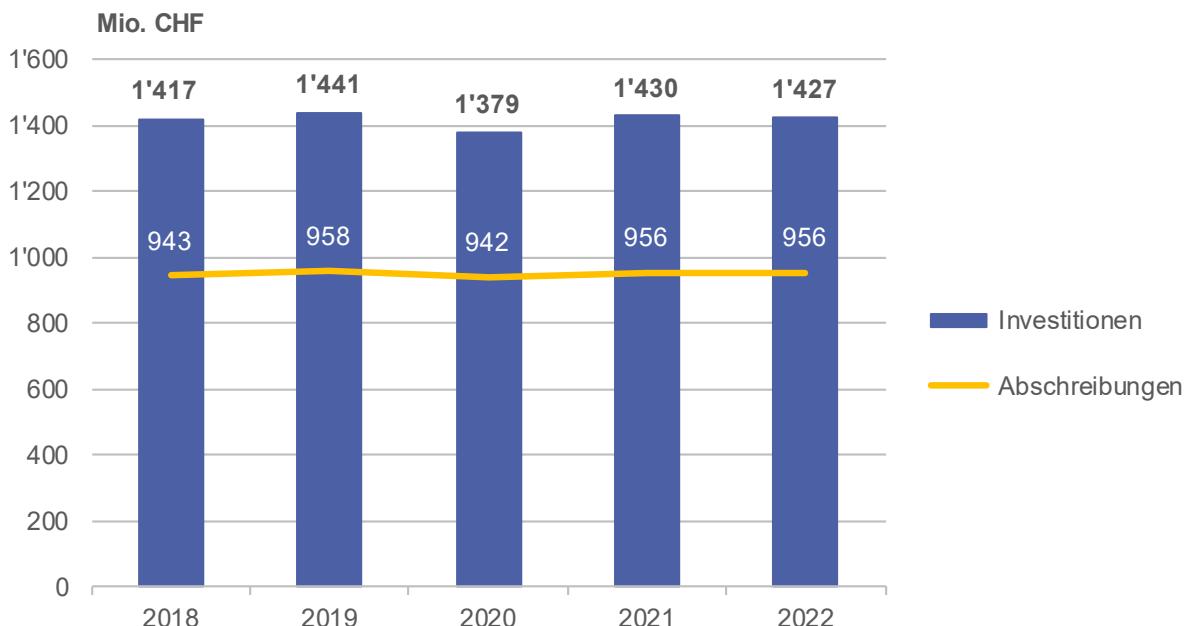


Abbildung 5: Entwicklung der Investitionen und Abschreibungen im Verteilnetz

Durch das Bestreben der Schweiz, die Treibhausgasemissionen wie die meisten Länder Europas bis zum Jahr 2050 auf netto null zu reduzieren, rechnet das BFE im Rahmen der Energiestrategie 2050 der Schweiz sowohl auf der Nachfrageseite (Elektromobilität und Wärmepumpen) sowie auf der Angebotsseite (z. B. Ausbau von Photovoltaik) damit, dass die Verteilnetze künftig viel stärker belastet werden. Insgesamt rechnet das BFE mit einem Investitionsbedarf bis 2050 von real zwischen 45 und 84 Milliarden Franken.

Bezogen auf die reine Anzahl Leitungskilometer wurde das Stromnetz im Zeitraum von 2018 bis 2022 um 14 Prozent erweitert. Im Kontext mit dem vom BFE erwarteten Zubau kann je-

doch nicht alleine von den regulatorischen Anlagewerten ausgegangen werden, um zu definieren, ob die Zubaurate ausreichend ist. So dürfen beispielsweise die Netzverstärkungen (vgl. Kapitel 4.4 Netzverstärkungen) – da fremdfinanziert – nicht in das regulatorische Anlagevermögen aufgenommen werden und fehlen damit in den obigen Angaben. Da die Zuverlässigkeit der Schweizer Stromnetze – auch im internationalen Vergleich – sehr hoch ist (vgl. Kapitel 3.6 Qualität der Versorgung), erachtet die ElCom die Investitionstätigkeit ins Verteilnetz im Moment als ausreichend.

¹ Vgl. Bericht BFE «Auswirkungen einer starken Elektrifizierung und eines massiven Ausbaus der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien auf die Schweizer Stromverteilnetze» vom 10. November 2022

4.3.3 Kalkulatorischer Zinssatz WACC Netz

Die ElCom hat sich in der Vergangenheit mehrfach dahingehend geäussert, dass die aktuelle Berechnungsmethode des WACC (Weighted Average Cost of Capital) Schwächen aufweist. Insbesondere hat sie auf die überschätzten Risiken (u. a. aufgrund einer ungeeigneten Peergroup bei der Festlegung des sog. Beta-Faktors und damit der Eigenkapitalverzinsung) und die verwendeten technischen Untergrenzen für den risikolosen Zinssatz im damaligen Tiefzinsumfeld hingewiesen. Beide Aspekte führen zu einem tendenziell überhöhten WACC. Die ElCom brachte diese Kritik im Rahmen der entsprechenden Ämterkonsultationen und Begleitgruppen ein und wies auch in ihren Tätigkeitsberichten darauf hin. Nicht zuletzt aufgrund dieser Inputs beschloss das BFE, die heutige WACC-Methodik im Stromnetzbereich zu überprüfen, allfällige Parameter zu korrigieren, welche zu einer Fehleinschätzung des WACC führen könnten, und konkrete Änderungsvorschläge zu erarbeiten.

Im Herbst 2023 wurden die entsprechenden Arbeiten durchgeführt. Diese wurden mit einer Stakeholdersitzung im Dezember 2023 abgeschlossen, an welcher Vertreter der Industrie, des Konsumentenschutzes, der Strombranche, der Kantone, der Pensionskassen, des Preisüberwachers, des Staatssekretariats für Wirtschaft (SECO), des BFE und der ElCom teilgenommen haben. An

der Sitzung wurden die vorläufigen Ergebnisse zweier Gutachten vorgestellt.

In der technischen Diskussion wurde von der ElCom wie auch von Vertretern der Verbraucherseite insbesondere auf die anhaltende Problematik der verzerrten Risikobestimmung hingewiesen. Weiterhin besteht die Gefahr, dass durch die Auswahl einer unpassenden Peer-Group mit einem systematisch höheren Geschäftsrisiko die Eigenkapitalverzinsung im WACC überhöht dargestellt wird. Demgegenüber stehen Argumente, wonach generell ein hoher WACC nötig sei, damit ausreichend Netzinvestitionen ermöglicht würden. Die ElCom teilt diese Meinung nicht. Letztlich muss der WACC auf der «richtigen» Höhe festgelegt werden, so dass einerseits ausreichende Investitionsanreize in den Netzerhalt und -ausbau geschaffen werden, aber gleichzeitig keine Mitnahmeeffekte und damit unnötig hohe Belastungen für die Stromverbraucher resultieren. Die Abbildung 6 bildet die Entwicklung der jährlichen Investitionen in das Verteilnetz und die Kapitalkosten (Abschreibungen plus Verzinsung Eigen-/Fremdkapital bzw. Nettoumlauvermögen) ab.

Die Eröffnung der Vernehmlassung zur Änderung der Stromversorgungsverordnung ist für den Juni 2024 geplant. Bis dahin erarbeitet das BFE zusammen mit den Gutachtern ein Konzept für den WACC.

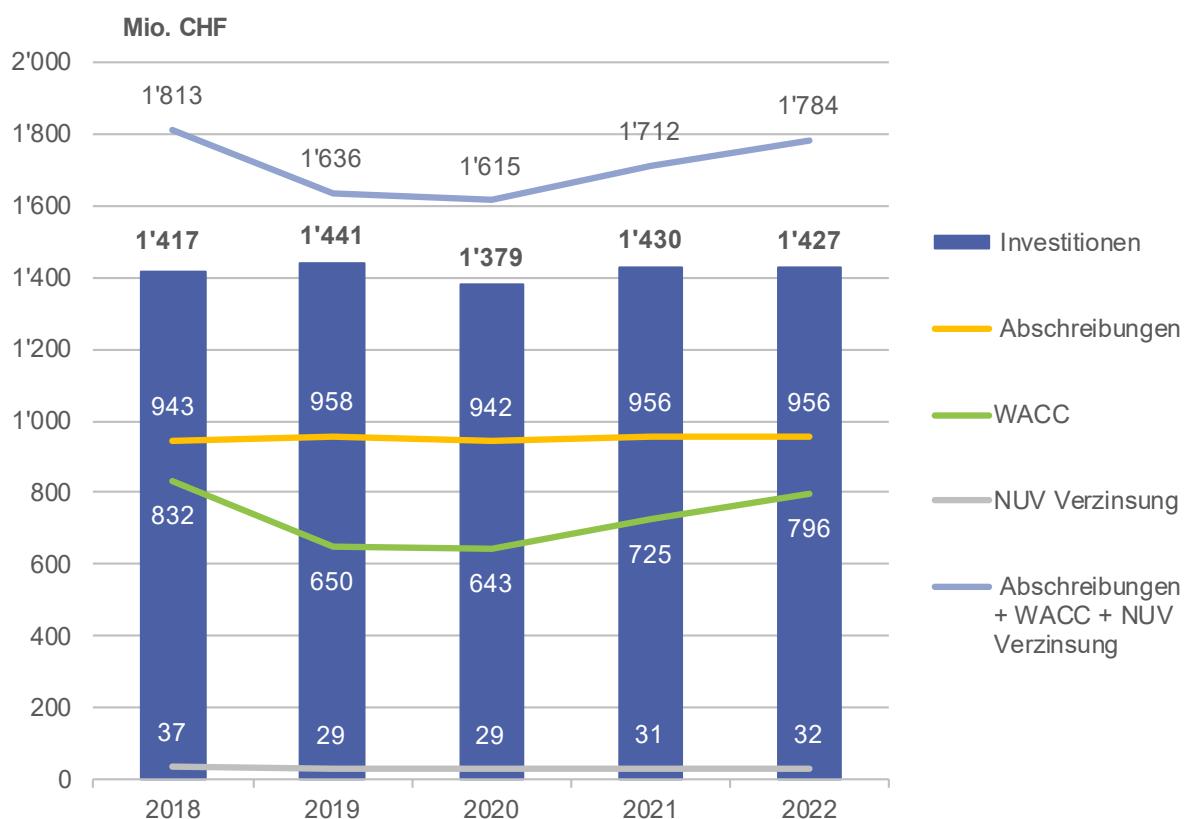


Abbildung 6: Entwicklung der Investitionen und der kalkulatorischen Verzinsung auf Basis des WACC der vergangenen Jahre

4.4 Netzverstärkungen

Netzverstärkungen können unter anderem notwendig werden, um Stromproduzenten von neuer erneuerbarer Energie an das Verteilernetz anzuschliessen. Die Kosten werden von Swissgrid an die Netzbetreiber vergütet, indem sie in den Tarif für Systemdienstleistungen (SDL-Tarif) 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 Beurteilung der Gesuche fest. Die ElCom beurteilte im Berichtsjahr 46 Gesuche für die Vergütung von Kosten für Netzverstärkungen.

In den vergangenen 15 Jahren hat die ElCom insgesamt 1'069 Verfügungen erlassen (vgl. Abbildung 7, Tabelle 6).

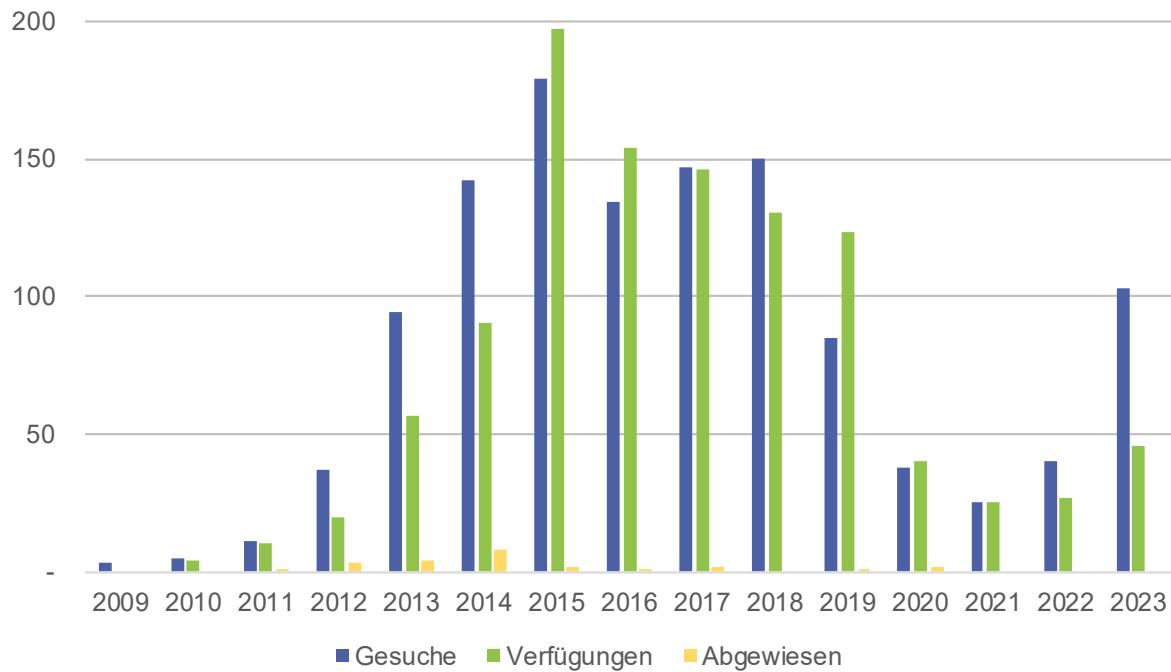


Abbildung 7: Entwicklung der Anzahl an eingereichten und abgewiesenen Gesuchen und Verfügungen betreffend Vergütung von Netzverstärkungskosten

Die Summe der Kosten für Netzverstärkungen erreichte Ende 2023 rund 130.35 Millionen Franken, die damit verbundene Kraftwerksleistung betrug insgesamt 392 MW. Tabelle 6

gibt einen Überblick über die wesentlichen Kennzahlen zu den verfügbten Rückerstattungsgesuchen für Kosten von notwendigen Netzverstärkungen der Jahre 2009 bis 2023.

	Total	PV	Wasser	Wind	Übrige ¹
Anzahl Verfügungen	1'069	998	38	4	29
Minimalwert Anlageleistung [kW] ^{2,3}	4	4	29	1'500	22
Maximalwert Anlageleistung [kW] ^{2,3}	74'000	8'303	14'726	16'000	74'000
Summe Anlageleistung [kW] ³	392'204	167'749	76'542	30'000	117'913
Minimalwert Kosten [CHF] ²	3'500	3'500	12'277	1'151'165	12'277
Maximalwert Kosten [CHF] ²	9'262'389	746'912	3'117'452	9'262'389	3'117'452
Summe Kosten [CHF]	130'350'857	76'133'586	28'027'193	19'853'343	6'336'735
Durchschnittliche Kosten [CHF] ⁴	121'937	76'286	737'558	4'963'336	218'508

Minimalwert relative Kosten [CHF/kW] ⁵	3	3	5	451	3
Maximalwert relative Kosten [CHF/kW] ⁵	9'719	9'719	4'148	1'116	2'877
Durchschnittliche relative Kosten [CHF/kW] ⁵	332	454	339	662	177

1) z. B. Biomasse und unterschiedliche Anlagetypen

2) Pro Gesuch / Verfügung

3) Bei Wasserkraftanlagen bezieht sich die Anlagenleistung auf die mittlere mechanische Bruttoleistung, bei den anderen Kategorien von Energieerzeugungsanlagen bemisst sich die Anlagenleistung nach der Generatorleistung

4) Entspricht dem Mittelwert der bewilligten Netzverstärkungsbeträgen pro Verfügung

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

Tabelle 6: Statistik der Verfügungen 2009-2023 betreffend Netzverstärkung

4.5 Batteriespeicher

Die ElCom hatte bereits zu einem früheren Zeitpunkt gewisse Grundsatzfragen zu Speichern in der Mitteilung «Fragen und Antworten zur Energiestrategie 2050» (Kapitel 9) beantwortet. Aufgrund mehrerer Anfragen wurden nun Antworten auf Fragen zum Anschluss von Speichern hinzugefügt. Die ElCom geht davon aus, dass auch für Speicher eine Anschlusspflicht gilt. Allerdings sind zur Beurteilung der Anschlusspflicht die Kantone und nicht die ElCom zuständig (Art. 5 Abs. 2 i.V.m. Art. 30 Abs. 1 StromVG). Die Anschlusskosten, insbesondere die individuell in Rechnung gestellten Beiträge (v.a. Anschlusskosten- und Netzkostenbeiträge), bestimmen sich grundsätzlich nach kantonalem Recht. Vorbehalten bleibt Artikel 16 Absatz 3 StromVV als bundesrechtliche Mindestvorgabe, wonach unverhältnismässige Mehrkosten, welche in Verteilnetzen durch Anschluss oder Betrieb von Erzeugungsanlagen entstehen, nicht Teil der Netzkosten sind, sondern in einem angemessenen Umfang von den Erzeugern getragen werden müssen. Gemäss ElCom gilt diese Bestimmung analog auch

für Speicher ohne Endverbrauch. Im Übrigen sind die Kosten im Zusammenhang mit dem Anschluss von Speichern anrechenbare Netzkosten. Für Kosten von Netzverstärkungen, welche durch den Anschluss eines Speichers erforderlich werden, ist jedoch keine Solidarisierung gemäss Artikel 22 Absatz 3 StromVV möglich. Eine solche Rückerstattung durch die nationale Netzgesellschaft an den Netzbetreiber ist aufgrund des klaren Gesetzeswortlauts nur für Netzverstärkungen im Zusammenhang mit bestimmten Energieerzeugungsanlagen vorgesehen.

Weiter hält die ElCom fest, dass die Abnahme- und Vergütungspflicht des Netzbetreibers gemäss Artikel 15 EnG bei Speichern nur für diejenige Elektrizität gilt, für welche messtechnisch eindeutig nachgewiesen werden kann, dass sie aus Erzeugungsanlagen nach Artikel 15 Absatz 1 EnG stammt und dann auch in das Netz eingespeist wird. Für andere gespeicherte Elektrizität, insbesondere aus dem Netz bezogene und wieder eingespeiste, kommt diese Bestimmung nicht zur Anwendung.

4.6 Kostentragung im Verhältnis zwischen verschiedenen Akteuren

Anfang des Jahres 2023 hat Swissgrid entschieden, die Arbeiten in der Arbeitsgruppe des VSE zur Kostentragung im Netz ab sofort zu sistieren, da einige Teilnehmer für vielerlei Sachverhalte auf eine Kostenübernahme und Haftung der Swissgrid drängten. Swissgrid ersuchte die ElCom darum, sich zu den Voraussetzungen, Grundlagen und Verantwortlichkeiten zu äussern, um eine Wiederaufnahme der Arbeiten innerhalb der Branche zu ermöglichen. Eine Liste mit den strittigen Punkten bzgl. Kostentragung wurde von den beteiligten Akteuren erstellt. Sie wurde Mitte April 2023 an die ElCom verschickt und ist sehr heterogen: von Netzeinschränkungen (u. a. Ausserbetriebsnahmen) über die Netznutzung (u. a. bei Transiten) bis hin zu Massnahmen bei Gefährdung der Versorgungssicherheit (u. a. automatischer und manueller Lastabwurf) oder Anforderungen an Kraftwerke. Die ElCom ist bestrebt, eine Vermittlerrolle einzunehmen, um aufwändige Verfahren möglichst zu vermeiden und das Subsidiaritätsprinzip zu unterstützen. Ein Workshop mit Vertretern von Swissgrid und des VSE konnte im Juni bei der ElCom in Bern organisiert werden. Einige Punkte konnten anhand eines Positionspapiers zur Kostentragung im Fall von Ausserbetriebsnahmen geklärt werden. Das Papier wurde Ende 2023 auf der ElCom-Webseite als Mitteilung publiziert. Im Wesentlichen argumentiert die El-

Com, dass eine »rund um die Uhr«-Verfügbarkeit des Netzes nicht effizient sei und dass Ausserbetriebsnahmen zum normalen Netzbetrieb gehören. Einschränkungen in der Nutzung des Netzes aufgrund von Ausserbetriebsnahmen (geplant oder ungeplant) seien demzufolge nicht zu entschädigen. Auch wenn viele Punkte der Liste mit strittigen Punkten noch offen sind, konnten die Arbeiten zu Kostentragung zwischen dem VSE und Swissgrid durch die Unterstützung der ElCom zumindest teilweise deblockiert werden.

In einem Verfahren hatte die ElCom zu entscheiden, ob die Mehrkosten, welche einem Kraftwerksbetreiber für die Beschaffung von Maschinentransformatoren mit Laststufenschalter entstanden, diesem von der Swissgrid zu erstatten sind. Sie kam zum Schluss, dass die dem Kraftwerksbetreiber entstandenen Mehrkosten weder direkt dem Übertragungsnetz zuzuordnen noch als Systemdienstleistungen zu qualifizieren sind. Zudem gibt es im Stromversorgungsrecht keine Regelung, wonach den Akteuren durch das Treffen von vorbereitenden Massnahmen zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs gemäss Artikel 5 Absatz 1 StromVV entstandene Kosten in Abweichung von Artikel 14 f. StromVG zu erstatten sind. Das Gesuch des Kraftwerkbetreibers um Erstattung der Kosten wurde deshalb abgewiesen.

5 Der Schweizer Strommarkt



Nur etwa ein Drittel der in der Grundversorgung abgesetzten Energiemenge stammt aus eigener Produktion der Energieversorgungsunternehmen.

5.1 Struktur der Schweizer Netzbetreiber

In der Schweiz waren im Jahr 2022 604 Netzbetreiber tätig¹. Sie versorgen insgesamt rund 5.6 Millionen Rechnungsempfänger bzw. bedienen rund 5.8 Millionen Messpunkte. Die Branche ist ausgesprochen heterogen: Während die grössten Netzbetreiber über 300'000 Endkunden versorgen, versorgt der durchschnittliche Netzbetreiber im Median lediglich knapp 1'650 Endkunden, der kleinste sogar nur 23. Lediglich 77 Netzbetreiber versorgen mehr als 10'000 Endverbraucher, 14 davon mehr als 100'000 Endverbraucher (Abbildung 8).

Diese Heterogenität zeigt sich auch in den Rechtsformen, in welchen die Netzbetreiber organisiert sind: lediglich 25 Prozent der Netzbetreiber sind Aktiengesellschaften; ihnen ste-

hen rund 20 Prozent Genossenschaften gegenüber. Die übrigen 55 Prozent der Netzbetreiber sind entweder Gemeindewerke oder öffentlich-rechtlich organisierte Unternehmen.

Die Anzahl Netzbetreiber in der Schweiz ist zwischen 2018 und 2022 um rund vier Prozent auf 604 gesunken. Die Entwicklung hin zu weniger Netzbetreibern lässt sich bereits seit längerer Zeit beobachten. Gründe dafür sind einerseits Netzübernahmen und andererseits Gemeinfusionen. Die Anzahl Gemeinden sank gemäss amtlichem Gemeindeverzeichnis der Schweiz im Zeitraum 2018 bis 2022 von 2294 auf 2145 oder ebenfalls um etwas mehr als vier Prozent.

¹ Die Netzbetreiber reichen ihre Daten jährlich am 31.8. des dem letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr folgenden Jahr ein. Die Zahlen im Tätigkeitsbericht 2023 bilden damit die Ist-Werte des Jahres 2022 ab.

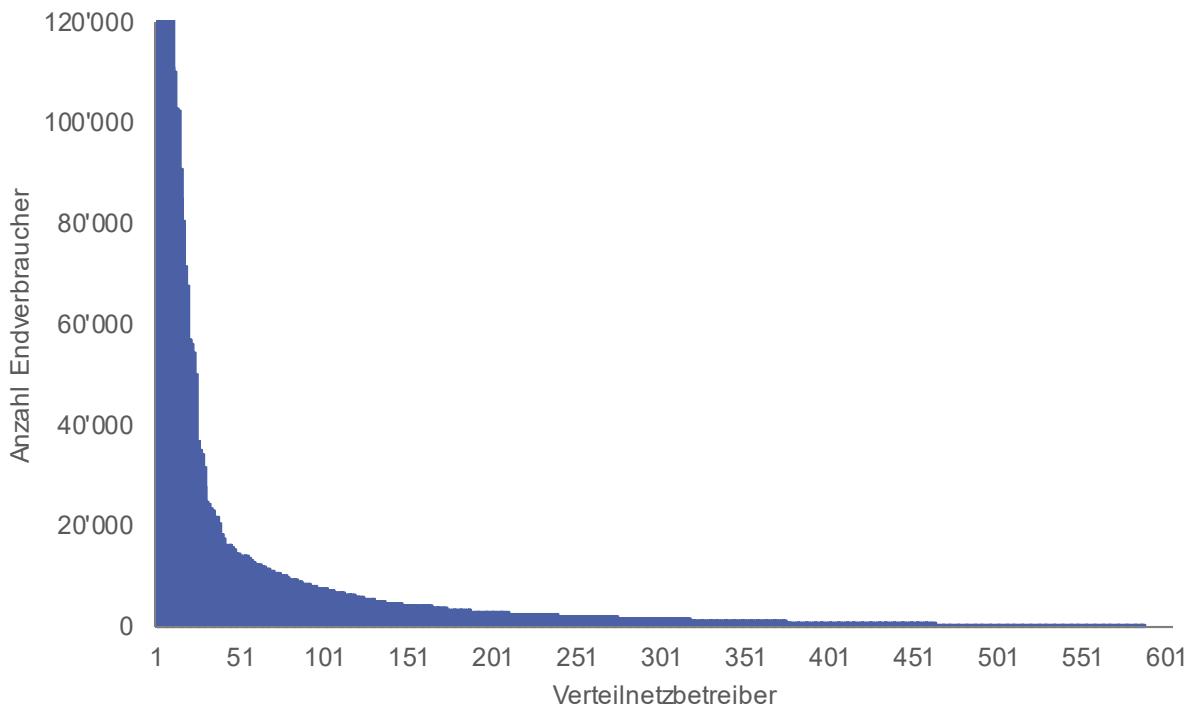


Abbildung 8: Anzahl Endkunden pro Verteilnetzbetreiber. Zugunsten der Lesbarkeit ist die vertikale Skala bei 120'000 Endverbrauchern abgeschnitten – das betrifft neun Verteilnetzbetreiber

Für das Jahr 2022 haben die Netzbetreiber eine Gesamtausspeisung von Elektrizität von insgesamt rund 55'000 GWh deklariert. Analog der Eigentümerstruktur und der Netznutzungserlöse (vgl. Kapitel 4.1 Fakten und Zahlen der Schweizer Stromnetze) präsentiert sich die anteilige Ausspeisung der Netzbetreiber gemessen an der Totalausspeisung in der Schweiz: Die grössten 100 Netzbetreiber liefern rund 83 Prozent der ausgespeisten Energie, davon alleine die 10 grössten Netzbetreiber in der Schweiz gut 44 Prozent. Die rund 500 Klein- und Kleinstnetzbetreiber speisen zusammen lediglich knapp 17 Prozent der von den Endverbrauchern konsumierten Energie aus.

Die Schweizer Netzbetreiber haben nicht nur die Aufgabe, die Netze zu betreiben, sondern stellen auch die Versorgung der Kunden,

welche nicht auf den freien Markt dürfen, mit Elektrizität sicher. Interessant ist daher – nicht zuletzt im Kontext der Energiepreise – auch ein Blick auf die Energiebeschaffung bzw. -produktion der Schweizer Energieversorger. Die ElCom erhebt im Zusammenhang mit der jährlich einzureichenden Kostenrechnungsdaten auch Angaben zur Eigenproduktion bzw. zur Beschaffungsmethode.

Die Produktion und der Vertrieb von Elektrizität für die Schweizer Kunden in der Grundversorgung fallen stark auseinander: In der Schweiz fliessen gemäss Deklaration der Netzbetreiber jährlich rund 34'000 GWh Strom an die grundversorgten Kunden. Von den rund 600 Netzbetreibern haben 411 oder knapp 70 Prozent angegeben, keine Eigenproduktion zu haben. Diese Netzbetreiber haben insgesamt einen Bedarf von rund

7'700 GWh pro Jahr bzw. 14 Prozent gemessen an der Gesamtausspeisung von 55'000 GWh pro Jahr (Grundversorgung und freie Endverbraucher inkl. Wirkverluste). Rund 130 Netzbetreiber (22 % aller Netzbetreiber) haben maximal 10 GWh Eigenproduktion (Bedarf 5'000 GWh pro Jahr bzw. 9 % an Gesamtausspeisung) und nur 20 Netzbetreiber

(3 %) geben an, eine Eigenproduktion von über 100 GWh zu haben (Bedarf 13'700 GWh bzw. 24 % an der Gesamtausspeisung).

Ein Grossteil der Schweizer Versorger beschaffen den Strom über sogenannte «Rundum Sorglosverträge» oder über strukturierte Beschaffung auf dem Markt.

5.2 Marktzugang und Wechselrate

Bislang haben nur Verbraucher von mindestens 100'000 kWh Strom pro Jahr in der Schweiz Recht auf freien Marktzugang, d. h. können ihren Stromlieferanten frei 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 («einmal frei, immer frei» gemäss Art. 11 Abs. 2 letzter Satz StromVV).

Die ElCom führt jährlich eine Umfrage zum Wechselverhalten der Unternehmen durch, welche an den Markt könnten. Diese Umfrage wird bei den 80 grössten Netzbetreibern durchgeführt – diese bedienen vier Millionen Rechnungsempfänger und liefern total knapp 37'000 GWh oder knapp 67 Prozent des gesamthaft gelieferten Stroms in der Schweiz (ohne den öffentlichen Verkehr).¹

Von dieser Grundgesamtheit haben gut 34'000 Endkunden oder 0.6 Prozent aller Rechnungsempfänger das Recht auf freien Marktzugang. Obwohl dieser Anteil absolut gesehen recht gering ist, konsumieren diese Endverbraucher mit über 19'900 GWh rund

36 Prozent des gesamthaft gelieferten Stroms in der Schweiz.

In den Jahren seit der Strommarktöffnung haben nach Angaben der beteiligten Energieversorgungsunternehmen bis und mit Planjahr 2024 gut 22'400 Endverbraucher bzw. gut 66 Prozent auch tatsächlich vom Marktzugang Gebrauch gemacht. Diese freien Endverbraucher beziehen insgesamt 16'400 GWh Strom, was gut 82 Prozent des insgesamt von den Endverbrauchern mit potenziellem Marktzugang bezogenen Stroms oder gut 45 Prozent des gesamthaft von den 80 grössten Netzbetreibern gelieferten Stroms von total 37'000 GWh ausmacht.

Das Recht, den Stromlieferanten frei zu wählen, wurde in den ersten Jahren der Marktöffnung vergleichsweise wenig genutzt (Abbildung 9). In Anbetracht von sinkenden Marktpreisen nahm die Gruppe der Endverbraucher, die ihr Recht nutzten, in den Folgejahren stark zu. Seit dem Jahr 2023 ist der Anteil der Endverbraucher im freien Markt stagnierend – dies hat sich auch für 2024 fortgesetzt.

¹ Dabei werden derzeit jene Netzbetreiber berücksichtigt, welche eine Ausspeisung von mehr als 100'000 MWh jährlich ausweisen. Die in vorliegender Umfrage deklarierten Werte stammen direkt von den Energieversorgungsunternehmen und werden von der ElCom keiner Detailprüfung unterzogen.

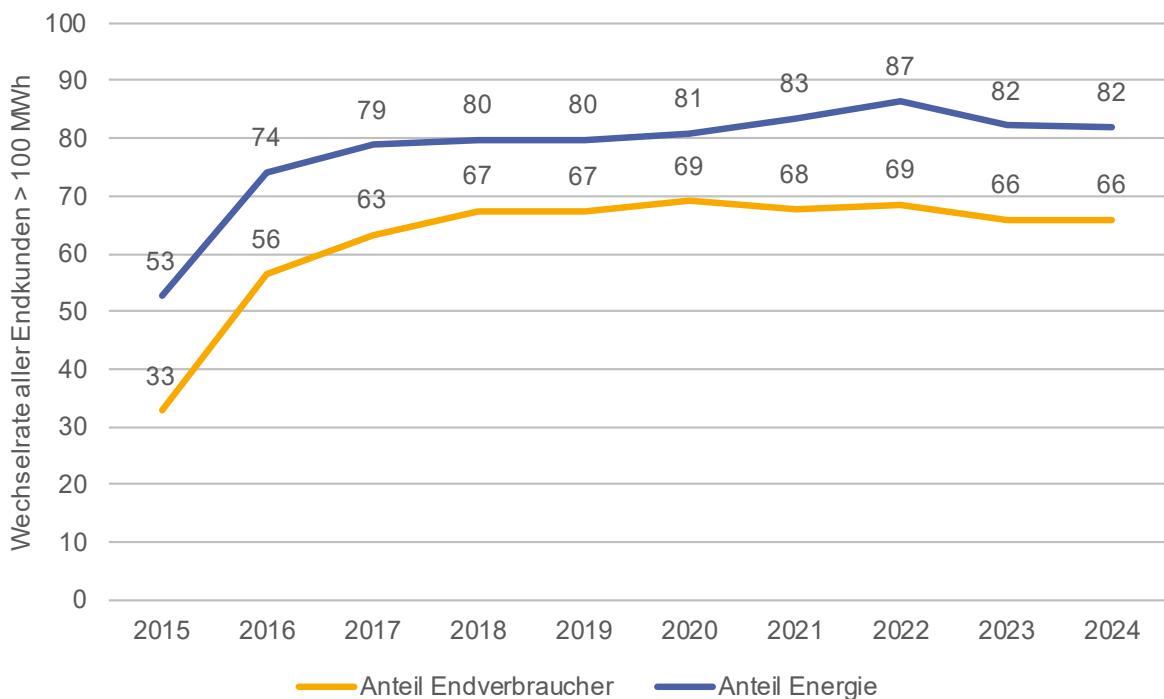


Abbildung 9: Bisher haben 66 Prozent aller marktberechtigten Kunden in den Markt gewechselt (blaue Kurve). Diese beziehen 82 Prozent der Energiemenge der Kunden mit Recht auf freien Marktzugang (orange Kurve).

5.3 Grundversorgung und Eigenverbrauch

Die ElCom hat sich in einem Fall mit dem Anspruch auf Grundversorgung eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch (ZEV) auseinandergesetzt. Der aus einer Grundeigentümerin und zahlreichen Mietparteien bestehende ZEV bezog nach seiner Gründung von einem Drittlieferanten Elektrizität auf dem freien Markt. Die Netzbetreiberin stellte ihm nur das Netznutzungsentgelt in Rechnung und er bezahlte die Rechnungen, ohne dies zu beanstanden. Erst nach fast einem Jahr machte er zum ersten Mal gegenüber der Netzbetreiberin geltend, dass er sich in der Grundversorgung befindet und anscheinend ein Irrtum vorliege. Die ElCom stimmte dem ZEV insofern zu, als dass ein ZEV als neue Einheit sich nach seiner Grün-

dung in der Regel in der Grundversorgung befindet. Die ElCom entschied aber, dass der ZEV durch sein Verhalten in konkludenter Weise von seinem Anspruch auf Netzzugang (Art. 13 Abs. 1 StromVG) Gebrauch gemacht hatte. Daher kam der Grundsatz «einmal frei, immer frei» (Art. 11 Abs. 2 StromVV) zur Anwendung, der einen Wechsel vom freien Markt zurück in die Grundversorgung ausschließt. Der ZEV hat somit keinen Anspruch mehr, von der Netzbetreiberin in der Grundversorgung mit Elektrizität beliefert zu werden. Die ElCom entschied weiter, dass ein ZEV grundsätzlich keine Rechtspersönlichkeit hat und das Bundesrecht ihm keine eigene Partei- oder Prozessfähigkeit zuschreibt. Verfahrenspartei

sind deshalb bei einem ZEV grundsätzlich die Teilnehmer oder bei einem Mieter-ZEV, wie im konkret zu beurteilenden Fall, die Grundeigentümer. Da die Mietparteien vom Ausgang des Verfahrens in ihren Rechten und Pflichten unmittelbar betroffen wurden, war ihnen allerdings Gelegenheit zu geben, am Verfahren teilzunehmen.

Ein weiterer Fall betraf ebenfalls den Anspruch auf Grundversorgung: Ein Unternehmen in kantonaler Hand (nachstehend: Endverbraucherin) schloss einen Marktvertrag mit einer Energielieferantin für drei Verbrauchsstätten ab und beantragte für diese Netzzugang. Bei der Energielieferantin handelt es sich ebenfalls um ein kantonal kontrolliertes Unternehmen, welchem auch die Aufgabe als Netzbetreiberin zukommt. Zu einem späteren Zeitpunkt hielt der Regierungsrat des betreffenden Kantons in einem vertraulichen Beschluss unter anderem fest, dass «die kantonalen Beteiligungen für ihren Strombezug vorerst in der Grundversorgung verbleiben». Die Endverbraucherin verzichtete daraufhin, ihren Bedarf auszuschreiben bzw. Konkurrenzofferten zu berücksichtigen.

Sie schloss in der Folge jahrelang weiterhin Verträge mit der Energielieferantin zu Konditionen ab, welche von denjenigen der Grundversorgung abwichen. Die ElCom stellte zunächst fest, dass die Endverbraucherin rechtswirksam Netzzugang beantragt hatte. Aufgrund des bundesgerichtlich bestätigten Grundsatzes «einmal frei, immer frei» habe der erst später ergangene Regierungsratsbeschluss somit keine Wirkung auf den stromversorgungsrechtlichen Status als Endverbraucherin im Markt haben können. Die ElCom lehnte demzufolge den Antrag auf Belieferung in der Grundversorgung ab.

Im Rahmen von informellen Anfragen hat die ElCom zahlreiche weitere Auskünfte zu den Themen Grundversorgung, Ersatzversorgung und Eigenverbrauch erteilt. Die wichtigsten Fragen und Antworten wurden in den laufend aktualisierten Mitteilungen «Häufige Fragen zu Grundversorgung, Ersatzversorgung und Rückliefervergütung» und «Fragen und Antworten zur Energiestrategie 2050» auf der ElCom-Website publiziert.¹

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

5.4 Tarife Übertragungsnetz

Wie der Blick auf Tabelle 7 zeigt, sind namentlich die Tarife für Systemdienstleistungen (SDL) nochmals kräftig angestiegen, während die Netznutzungstarife sich 2024 stabilisiert haben. Alles in allem erreicht die Kostenbelastung durch das Übertragungsnetz jedoch einen historischen Höchststand.

Hinzu kommt, dass neben den Übertragungsnetztarifen Swissgrid 2024 erstmals auch die Kosten für die Stromreserven des Bundes den Endverbrauchern weitergerechnet. In der Summe führt dies zu einer erheblichen Mehrbelastung sämtlicher Endverbraucher.

	2020	2021	2022	2023	2024
Netznutzung					
Arbeitstarif [Rp./kWh]	0.18	0.20	0.25	0.27	0.27
Leistungstarif [CHF/MW]	28'800	33'600	43'920	48'660	46'380
Fixer Grundtarif pro Ausspeisepunkt	269'400	319'800	413'040	443'700	443'400
Allgemeiner SDL-Tarif [Rp./kWh]	0.16	0.16	0.16	0.46	0.75
Individueller SDL-Tarif					
Wirkverluste [Rp./kWh]	0.25	0.15	0.14	0.30	0.64
Stromreserve [Rp./kWh]	-	-	-	-	1.20

Tabelle 7: Entwicklung der Tarife des Übertragungsnetzes 2020–2024 für die Netznutzung, die Systemdienstleistungen (SDL) sowie die Stromreserve (Quelle: Swissgrid AG)

Wie bereits im Vorjahr rechnet Swissgrid auch für das Jahr 2024 mit erheblichen Mehrkosten für die allgemeinen SDL. An den europäischen Strommärkten blieb die Lage insbesondere Anfang 2023 im Vergleich zum Vorkrisenniveau noch erheblich angespannt, so dass Swissgrid mit einem deutlich höheren Beschaffungsaufwand für die Regelleistungsvorhaltung rechnete. Da Swissgrid als Betreiberin des Höchstspannungsnetzes ihre Tarife für das folgende Jahr bereits im April publizieren muss, beruhen ihre Prognosen auf dem Wissen, welches rund 12 bis 18 Monate vor der tatsächlichen Beschaffung vorlag. Ausserdem hatten sich in diesem Tarifsegment – nicht zuletzt infolge der Energiekrise – bereits zuvor erhebliche Unterdeckungen akkumuliert, deren Abbau sich nun ebenfalls tariferhöhend niederschlägt, so dass der allgemeine SDL-Tarif abermals um knapp 0.3 Rappen auf zuletzt 0.75 Rp./kWh ansteigt. Ähnliches gilt auch für den individuellen SDL-Tarif Wirkverluste. Dieser verteuerte sich von 2023 auf 2024 um gut 0.3 Rappen auf 0.64 Rp./kWh (vgl. dazu auch Kapitel 3.7 Systemdienstleistungen).

Im Unterschied dazu werden die Netznutzungskosten kaum von den Verwerfungen an den Energiemärkten tangiert, sie bilden pri-

mär die erwarteten Kosten für den Ausbau und Unterhalt des Übertragungsnetzes ab. Die Anlastung von Kosten des Übertragungsnetzes ist in Artikel 15 Absätze 1 bis 3 StromVV geregelt. Gemäss Absatz 3 werden die nicht individuell in Rechnung gestellten Kosten zu 30 Prozent als Arbeitstarif, 60 Prozent als Leistungstarif und 10 Prozent als Grundtarif in Rechnung gestellt. Obwohl der kalkulatorisch zulässige Zinssatz für die Verzinsung der Anlagewerte auf das Jahr 2024 vom UVEK angehoben wurde, konnte der Arbeitstarif konstant, der Leistungs- und Grundtarif sogar leicht gesenkt werden. Gleichwohl bleiben sämtliche Tarife für die Netznutzung auf im längerfristigen Vergleich hohen Niveau.

Wie eingangs des Kapitels erwähnt, wurde auf 2024 der neue Tarif «Stromreserve» eingeführt. Vor dem Hintergrund einer sich abzeichnenden Energiekrise hat der Bund ab 2022 verschiedene entlastende Massnahmen ergriffen, um die Stromversorgungssicherheit in der Schweiz auch im Winter weiterhin zu gewährleisten. Dazu gehören unter anderem die Wasserkraftreserve sowie ergänzend eine fossile Reserve bestehend aus Reservenkraftwerken und Notstromgruppen (vgl. Kapitel 3.3 Winterreserve). Der Bund sieht vor, dass die daraus resultierenden Kosten

über Swissgrid den Endverbrauchern in Rechnung gestellt werden. Im nun erstmals erhobenen Stromreservetarif 2024 sind neben den für 2024 prognostizierten Kosten folgerichtig auch ein namhafter Teil jener Kosten einkalkuliert, die bereits in den Jahren 2022 und insbesondere 2023 anfielen.

Die oben beschriebenen Entwicklungen resultieren in einer erheblichen Mehrbelastung der Schweizer Endverbraucher. Ein Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 4'500 kWh muss für die originären Leistungen der Swissgrid 2024 rund 92 Franken bezahlen (2023: 70 CHF / Ø 2014–23: 49 CHF). Die neu geschaffene Stromreserve kostet denselben Haushalt zusätzliche 54 Franken. Aufgrund

der Kumulation besonderer Umstände und um der massiv erhöhten Gesamtbelastung der Endverbraucher entgegenzuwirken, hatte die ElCom dem Antrag der Swissgrid stattgegeben, wonach sämtliche für das Jahr 2024 erwarteten Auktionserlöse zur Senkung der Tarife eingesetzt werden dürfen. Diese Entlastungsmassnahme ist in den oben dargestellten Tarifen bereits berücksichtigt. Abschliessend ist zu erwähnen, dass die oben dargelegten Tarifpositionen grundsätzlich in die Netznutzungstarife der rund 600 Schweizer Verteilnetzbetreiber einfließen. Aus Transparenzgründen weist eine Vielzahl von Netzbetreibern die Tarife für allgemeine SDL und/oder Stromreserve auf ihrem Tarifblatt bzw. bei der Rechnungsstellung gesondert aus.

5.5 Tarife Verteilnetz

5.5.1 Tarifanstiege 2024

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 für das Tarifjahr 2024 gegenüber dem Vorjahr nochmals markant angestiegen: Ein typischer Haushalt bezahlt im Tarifjahr 2024 32.14 Rappen pro Kilowattstunde (Rp./kWh). Dies entspricht einer Zunahme um 4.94 Rp./kWh oder rund 18 Prozent. Auf das Jahr gerechnet macht dies bei einem typischen Verbrauch eines Haushaltes von rund 4'500 kWh Gesamtkosten von gut 1'446 Franken pro Jahr aus bzw. entspricht einer Erhöhung gegenüber dem – bereits damals hohen – Vorjahresniveau um 222 Franken pro Jahr. Die Unterschiede können lokal jedoch beträchtlich ausfallen.

Dass die Tarife 2024 vielenorts noch einmal ansteigen, hat mehrere Gründe: Erstens schlagen sich bei vielen Netzbetreibern die angestiegenen Strommarktpreise ab 2024 stärker im Energietarif niedrig als im Vorjahr, weil ein bedeutender Teil der Beschaffungen für 2023 noch vor dem Preisanstieg am Terminmarkt erfolgt war. Die Energietarife für die Grundversorgung orientieren sich an den Gestehungskosten der eigenen Produktion sowie den Beschaffungspreisen für eingekauften Strom. Sie hängen daher im Wesentlichen vom Produktions- und Beschaffungsportfolio eines Versorgers ab. Bei den Einkäufen spielt zudem der Zeitpunkt der Beschaffung bzw. der Zeitpunkt des Auslaufens von Beschaffungsverträgen und den nötigen Wiederbeschaffungen eine wichtige Rolle, da die Preise am Stromterminmarkt in den vergangenen Monaten stark schwankten. Außerdem besteht für die Netzbetreiber ein gewisser Spielraum bei der Priorisierung der eigenen erneuerbaren Stromproduktion in der Grundversorgung.

Zweitens werden die Kosten der Winterreserve in Höhe von 1.2 Rp./kWh über einen Zuschlag auf dem Netznutzungstarif an die Endverbraucher weitergereicht. Und drittens steigen die Netznutzungstarife aufgrund der vom UVEK angehoben Kapitalverzinsung (sog. WACC) von 3.83 auf 4.13 Prozent.

Detaillierte Informationen zu den Tarifen jeder einzelnen Gemeinde sowie eine interaktive Karte sind auf der Strompreiswebseite der ElCom zu finden (www.strompreis.elcom.admin.ch). Abbildung 10 zeigt die Zusammensetzung des durchschnittlichen Gesamtstrompreises in Rp./kWh.

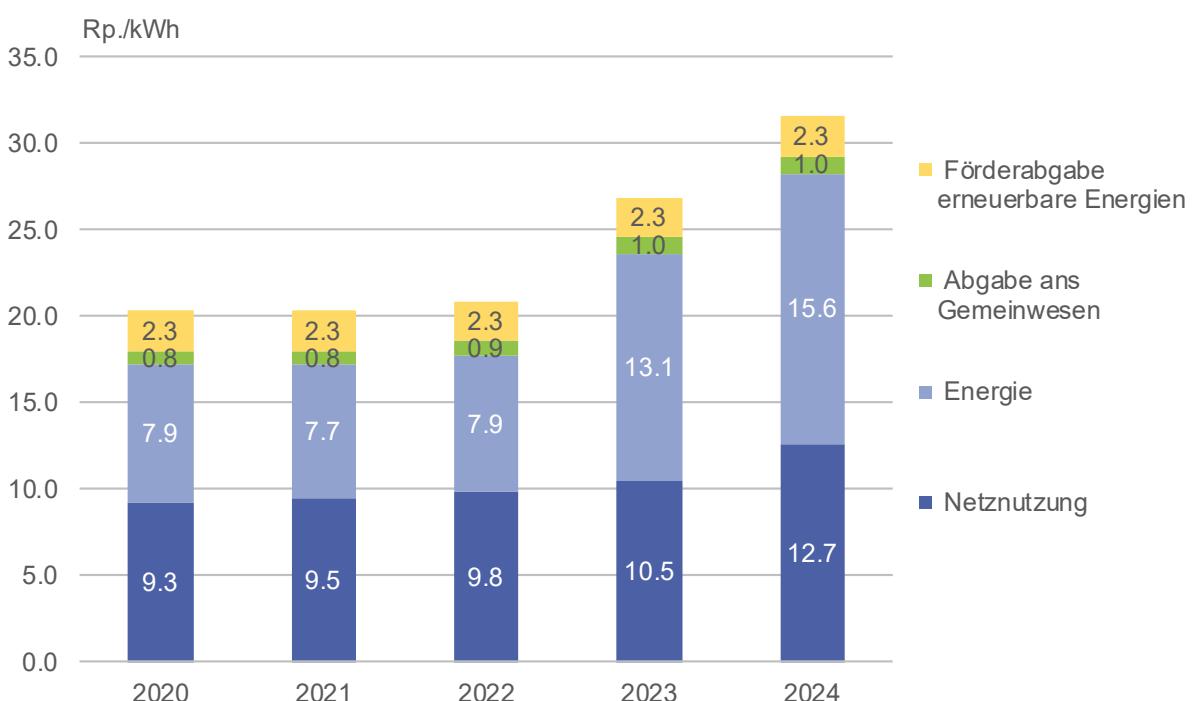


Abbildung 10: Kostenbestandteile des mittleren Gesamtstrompreises für das Konsumprofil H4 (exkl. MwSt.)

Bis zum Tätigkeitsbericht 2022 wurden die Daten aus technischen Gründen mit Rechnungsempfängern gewichtet und nicht mit Einwohnern.

Dies wurde nun angepasst und neu werden die Daten mit Einwohnern gewichtet, wie dies auch auf der Strompreiswebseite der Fall ist.

5.5.2 Mittlere kommunale Tarife in der Schweiz für das Tarifjahr 2023

In den nachfolgenden Schweizerkarten (Abbildung 6 bis 9) werden die kommunalen Mediantarife für das Jahr 2023 dargestellt. Die Färbung der Gemeinden zeigt, wie sich der jeweilige Tarif im Vergleich mit dem Schweizer Median ver-

hält. Liegt der Tarif einer Gemeinde bis zwischen +5 und -5 Prozent des Medians, ist sie gelb eingefärbt. Liegt ihr Tarif von 5 bis 15 Prozent über dem Median, ist sie orange eingefärbt, liegt er über 15 Prozent, ist sie rot einge-

färbt. Dasselbe gilt für die Gemeinden, deren Tarife günstiger als der Median sind: liegt ihr Tarif zwischen 95 und 85 Prozent des Medianwertes, sind sie hellgrün eingefärbt, liegen er

unter 85 Prozent des Medianwertes, dunkelgrün. Die Farbveränderungen zeigen also, wie sich die kommunalen Tarife im Verhältnis zum nationalen Vergleichswert verhalten.

Mittlere Tarife Netznutzung

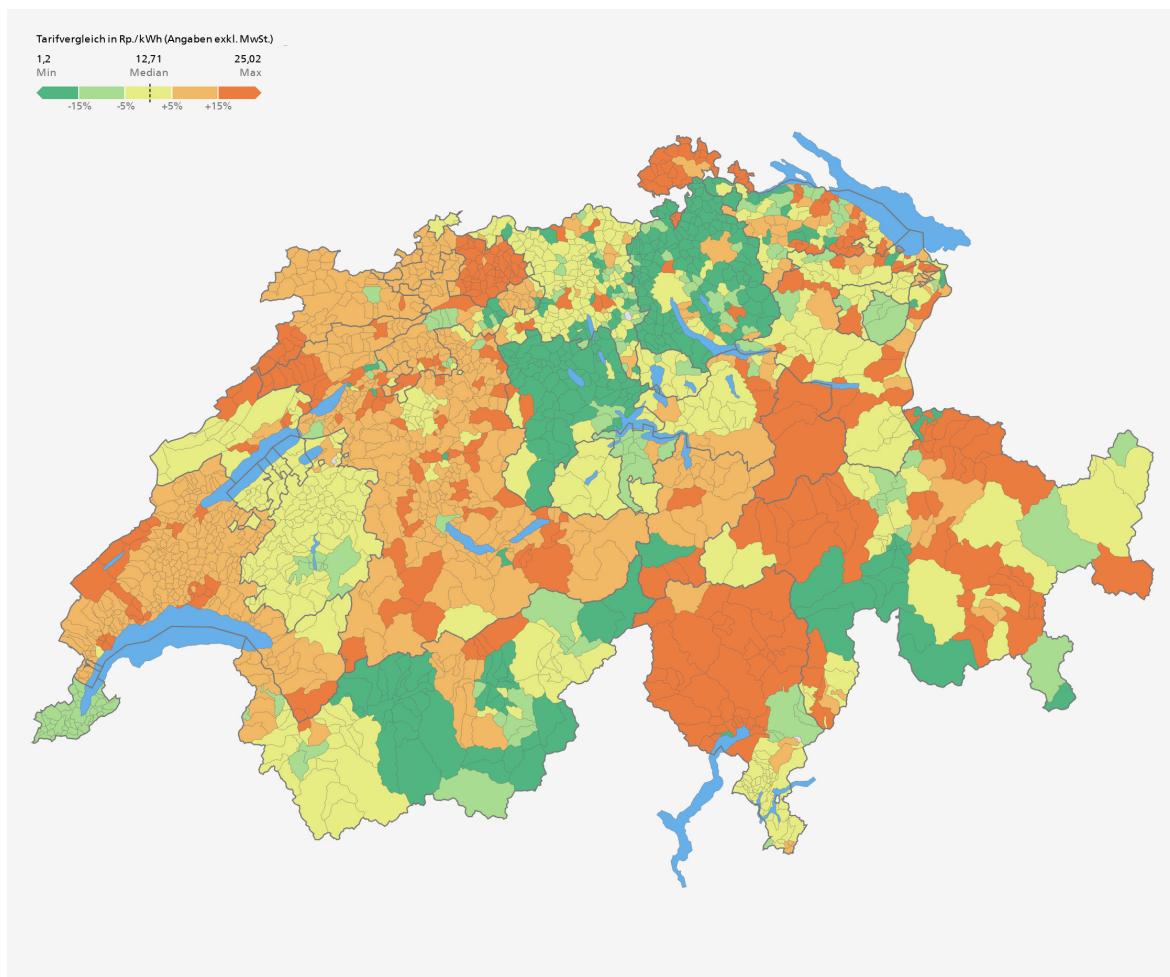


Abbildung 11: Durchschnittliche Tarife der Schweizer Gemeinden (Median) für die Netznutzung für das Konsumprofil H4 des Jahres 2024

Mittlere Tarife Energie

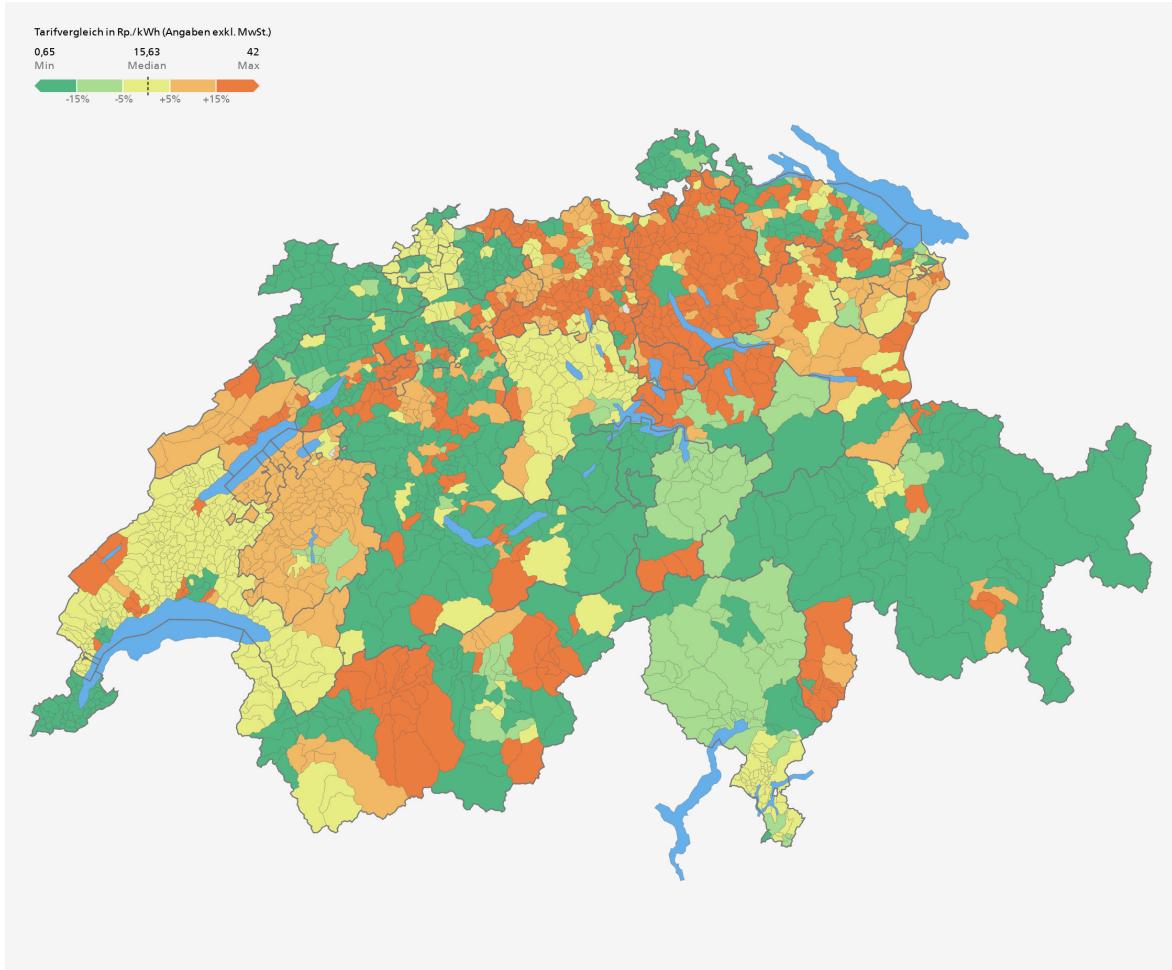


Abbildung 12: Durchschnittliche Tarife der Schweizer Gemeinden (Median) für die Energie für das Konsumprofil H4 des Jahres 2024

Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen

In Abbildung 13 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 ElCom kontrolliert. Der Grund dafür

ist, dass sie im lokalen politischen Entscheidungsprozess bestimmt werden. Der Medianwert der Abgaben und Leistungen liegt im Jahr 2024 bei 1.0 Rp./kWh. Es fällt auf, dass es häufig hohe und tiefe, aber eher selten mittlere Beträge (gelb eingezzeichnet) gibt.

¹ Da der Netzzuschlag schweizweit einheitlich ist, wird auf eine gesonderte Abbildung verzichtet. Er ist jedoch im Total der Tarife 2024 (vgl. Abbildung 14) enthalten.

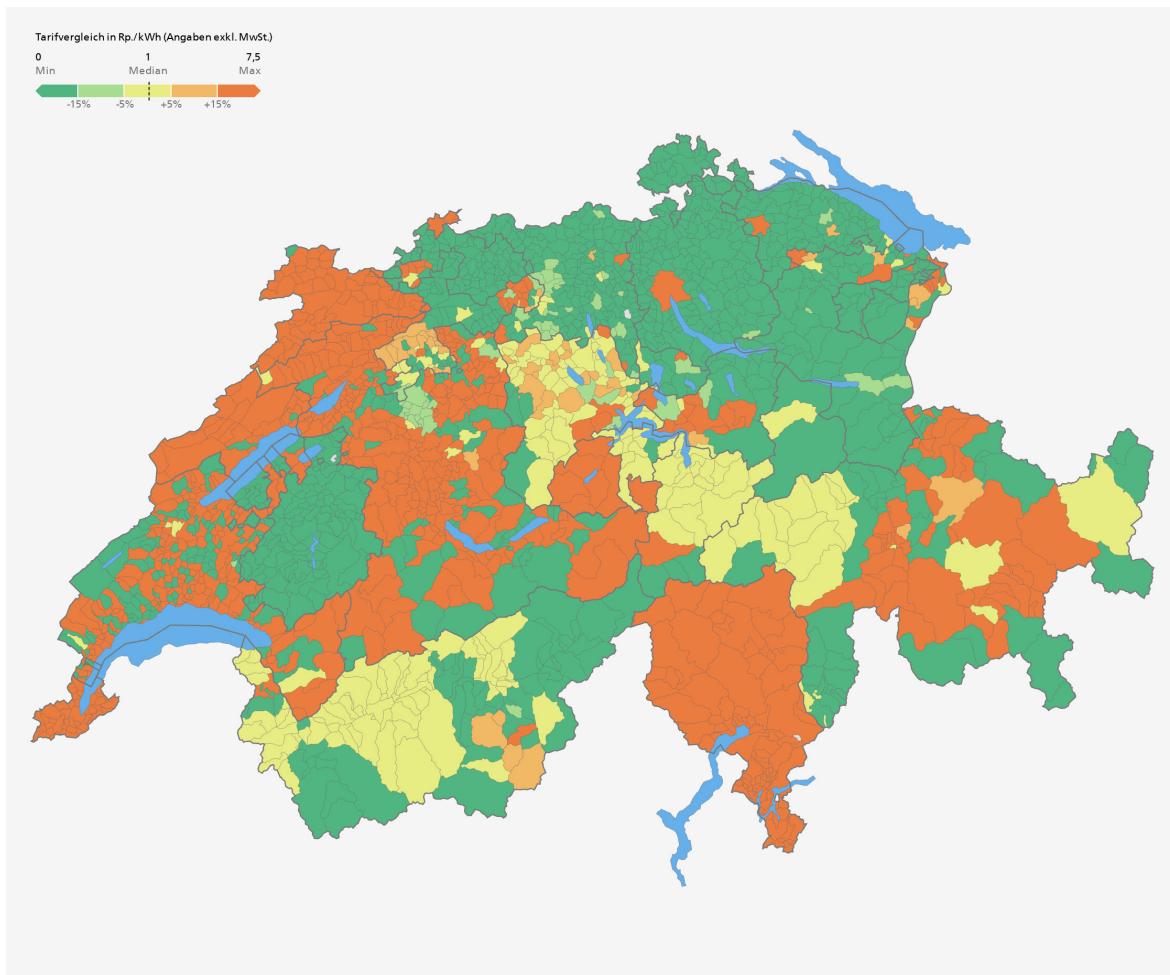


Abbildung 13: Durchschnittliche Tarife der Schweizer Gemeinden (Median) für die kantonalen und kommunalen Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen für das Konsumprofil H4 des Jahres 2024

Mittlerer Gesamtstromtarif

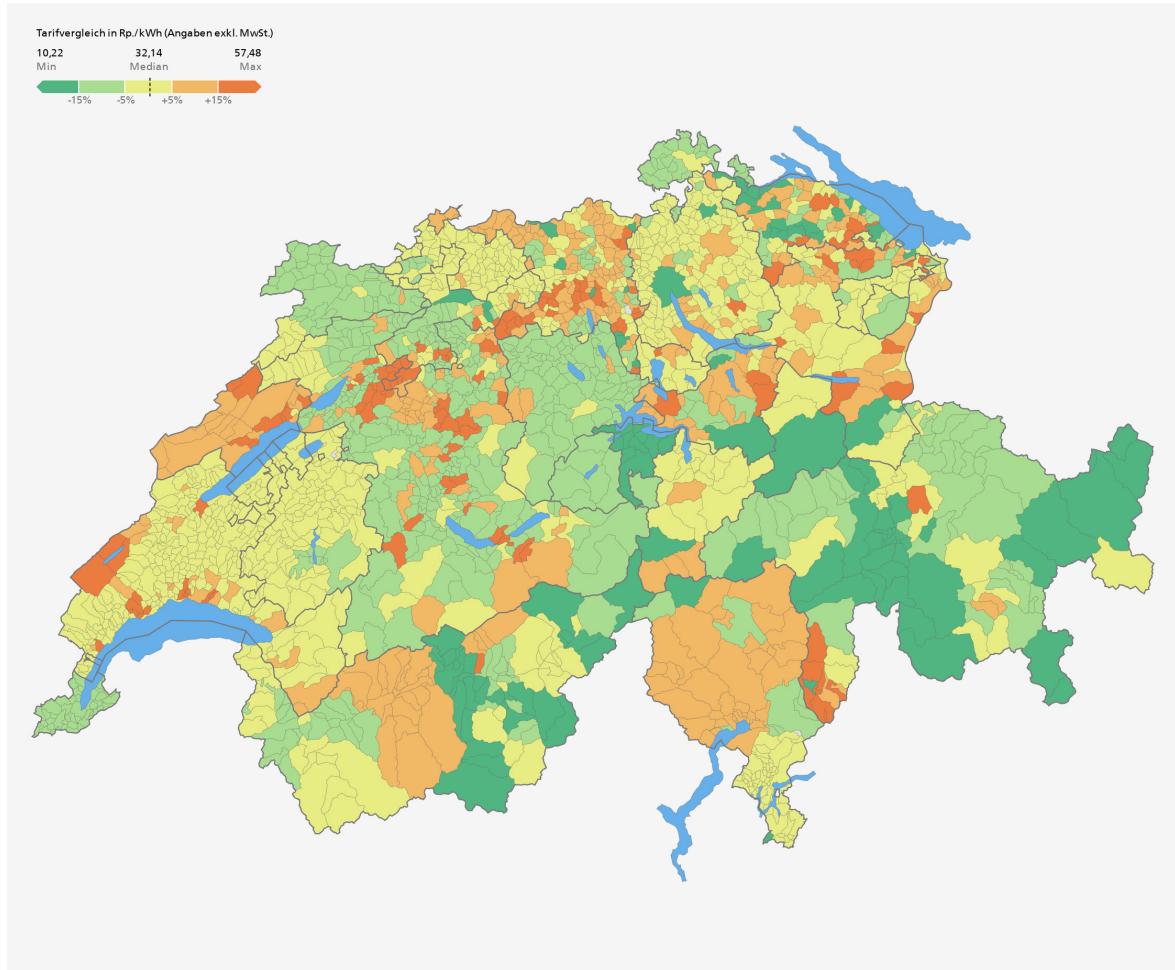


Abbildung 14: Durchschnittliche Tarife der Schweizer Gemeinden (Median) für den Gesamtstrompreis für das Konsumprofil H4 des Jahres 2024

5.6 Erlösstruktur Verteilnetz

Gemäss der Stromversorgungsgesetzgebung gilt das sogenannte «Cost Plus»-System, d. h. die Netzbetreiber dürfen die ihnen beim Betrieb der Netze und der Beschaffung der Energie entstandenen Kosten vollständig in die Tarife einrechnen. Die Erlöse sind damit definiert über die Menge der gelieferten Energie multipliziert mit den entsprechenden Tarifkomponenten. Diese dürfen die Kosten plus einen über den WACC definierten Gewinn nicht überschreiten.

Die Netzbetreiber dürfen allfällige, durch die Tarifeinnahmen im entsprechenden Jahr nicht gedeckte Kosten in den Folgejahren als Nachbelastung in die Tarife einrechnen (sog. Unterdeckungen). Ebenfalls müssen zu viel

belastete Kosten an die Endverbraucher zu-rückstattet werden (sog. Überdeckungen).

Im Jahr 2023 deklarierten die Netzbetreiber realisierte Erlöse für das Jahr 2022 in der Höhe von total 12.2 Milliarden Franken (Total Netz und Energie, ohne Abgaben und Leistungen). Diese teilen sich wie folgt auf: 4.9 Milliarden Franken Netznutzungsentgelt und 7.3 Milliarden Franken Energie. Eine ähnliche Verteilung bezogen auf die Unternehmensgrösse wie bei den Anla-gewerten zeigt sich auch bei den Netznutzungs-entgelten: Die grössten zehn Netzbetreiber ver-einigen rund 42 Prozent aller Erlöse auf sich. Der Anteil der rund 500 Klein- und Kleinstnetz-betreiber an den gesamten Erlösen ist leicht rückläufig und liegt noch bei 14 Prozent.

5.7 Aktivitäten der ElCom im Zusammenhang mit den hohen Stromtarifen 2024

Der bereits im Schlussquartal 2021 einset-zende Strompreisanstieg hatte zunächst pri-mär Marktkunden und Netzbetreiber tan-giert. Im Verlauf des Jahres 2022 hat sich die Marktpreisentwicklung nochmals akzentuiert; spätestens mit der Tarifpublikation Ende August 2022 ist die Problematik auch bei den Endverbrauchern mit Grundversorgung auf breiter Basis angekommen, und die El-Com wurde regelrecht überschwemmt mit Anfragen. Auch im Berichtsjahr 2023 sind weiterhin viele Bürgerreklamationen bei der ElCom eingegangen. Diese Anfragen betra-fen im Berichtsjahr in zunehmendem Masse Reklamationen zur Tarifkommunikation der Netzbetreiber: Die Endverbraucherinnen und Endverbraucher fühlten sich häufig nicht ausreichend informiert und teilweise sogar abgewimmelt von ihren Versorgern. Es wur-den auch Fälle angezeigt, wo die Versorger die Kunden direkt an die ElCom verwiesen

hätten. Es ist daher klar festzuhalten, dass die Netzbetreiber als Versorger in der Pflicht sind, ihre Endverbraucher mit transparenten Informationen zu den Tarifen zu versorgen. Das Fachsekretariat der ElCom nimmt solche Fälle jeweils direkt mit den angezeigten Netzbetreibern auf. Ebenfalls machen offen-bar einzelne Versorger gegenüber ihren Kunden geltend, die ElCom hätte ihre Tarife für das Jahr 2024 geprüft.

Gemäss dem System «Cost Plus» dürfen die Netzbetreiber die ihnen beim Betrieb der Netze und der Beschaffung der Energie ent-standenen Kosten vollständig in die Tarife einrechnen. Die ElCom genehmigt allerdings keine Tarife. Sie überwacht und prüft jedoch im Verdachtsfall die Preise und Tarife für die Netznutzung und nimmt im konkreten Fall Untersuchungen darüber vor, ob die geltend gemachten und den Tarifen zugrundeliegen-

den Kosten anrechenbar und in ihrer Höhe gerechtfertigt sind. Sie kann Absenkungen verfügen oder Erhöhungen untersagen (Art. 22 Abs. 2 StromVG). Grundlage für die Überprüfung von einzelnen Tarifen bildet die Prüfung der Ist-Kosten und der entsprechenden Regeln gemäss Artikel 14 (Netznutzungsentgelte NNE) und Artikel 6 StromVG (Energie).

In vielen Fällen fragten die Endverbraucher nach, weshalb die Preise in der Schweiz so stark anstiegen, wo doch eine grosse inländische Produktion vorhanden ist. Der Tarifanteil für die Energielieferung an feste Endverbraucher orientiert sich gemäss StromVG an den Gestehungskosten einer effizienten Produktion und an langfristigen Bezugsverträgen des Verteilnetzbetreibers. Die Preise hängen stark davon ab, wie viel Eigenproduktion ein Energieversorger hat und – wenn er keine oder keine ausreichende Eigenproduktion hat – wie er den Strom für die Endverbraucher beschafft. Erhebungen der ElCom zeigen, dass für rund zwei Drittel der Endverbraucher in der Schweiz Energie am Markt beschafft werden muss.

Nicht nur Bürgeranfragen, sondern auch viele Fragen von Netzbetreibern zu den hohen Preisen sind eingegangen. So etwa Fragen nach den Möglichkeiten, welche das Gesetz bietet, um Tarife zu reduzieren, oder Fragen zur Liquidität oder zum Thema Rückkehr in die Grundversorgung (vgl. nachfolgend).

Im Zusammenhang mit den hohen Tarifen 2023 hat die ElCom ein FAQ (Frequently Asked Questions) mit Antworten auf häufig gestellte Fragen von Endverbrauchern publiziert¹ sowie ein FAQ mit Antworten auf häufige Anfragen von Netzbetreibern zu den hohen Tarifen².

Im Hinblick auf die hohen Energiepreise – aber auch durch den Umstand, dass auch die Revision StromVG (Mantelerlass) wiederum auf eine vollständige Marktöffnung verzichtet – wurden im Bereich Energie verstärkt Voruntersuchungen angestellt und Prüfungen vorbereitet. Ebenfalls wurden Untersuchungen im Bereich der transparenten Tarifkommunikation angestellt, insbesondere ob bei der Priorisierung von erneuerbarer inländischer Produktion Strategiewechsel von Gestehungskosten zu (in der Regel tariftreibenden) Marktpreisen in der Kommunikation an die Endverbraucher auch ausreichend transparent gemacht wurden.

Die ElCom beantwortete auch zahlreiche Anfragen zur Tarifstruktur. Besonders zu erwähnen sind Anfragen betreffend die Netznutzungstarife von neuen Ladestationen für E-Mobilität. Diese werden teilweise von den Netzbetreibern standardmässig in Tarife eingeteilt, welche für grössere Verbraucher gelten und häufig eine stärkere Leistungskomponente enthalten (etwa «Gewerbetarife»). Gemäss Einschätzung der ElCom fallen aber auch ganzjährig genutzte Ladestationen in den Basiskundengruppentarif nach Artikel 18 Absatz 3 StromVV, sofern sie auf Spannungsebenen unter 1 kV angeschlossen sind und solange ihr Jahresverbrauch 50 MWh nicht übersteigt. Ist dies der Fall, müssen die Netzbetreiber ihnen gemäss Artikel 18 Absatz 3 StromVV einen Netznutzungstarif mit einer nichtdegressiven Arbeitskomponente (Rp./kWh) von mindestens 70 Prozent anbieten.

¹ abrufbar unter www.elcom.admin.ch > Die ElCom > Kontakt > Häufige Fragen

² abrufbar unter www.elcom.admin.ch > Dokumentation > Mitteilungen > "Steigende Elektrizitätspreise: Fragen und Antworten zur unterjährigen Anpassung der Energietarife, zur Ersatzversorgung und zur Rückliefervergütung"

5.8 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. Dazu wurde 2010 eine IT-Infrastruktur eingerichtet. Diese musste in den vergangenen drei Jahren sukzessive durch ein neues Datenerhebungssystem (EDES) ersetzt werden. Im Berichtsjahr 2021 wurden die einzureichenden Daten erstmals über die neuen Online-Formulare erhoben; auch die Strompreiswebseite der ElCom wurde modernisiert. Mit der Anbindung der Infrastruktur an das Portal des UVEK für eGovernment (e-GOV) konnte das Projekt im Berichtsjahr 2022 weitgehend abgeschlossen werden, es waren jedoch noch Nacharbeiten nötig, welche im Berichtsjahr 2023 erfolgt sind. Dazu gehörte die Anpassung der Backoffice-Prozesse in e-GOV, die finale Anbindung der Formulare in e-GOV und das Überführen der gesamten End-to-End-Prozesse der Tariferhebung von der Bereitstellung der Formulare über die Überwachung der Erhebung bis zur Publikation der Daten auf der Strompreiswebseite der ElCom ebenfalls auf e-GOV sowie auf die Bundesplatt-

formen opendata.swiss bzw. Lindas und Visualize. Obwohl versucht wird, dass der ordentliche Erhebungsbetrieb durch solche Arbeiten nicht gestört wird, mussten im Berichtsjahr leider diverse Ausfälle zu Bürozeiten verzeichnet werden. Die Prozesse und Systeme konnten im Verlauf des 2023 jedoch insgesamt stabilisiert werden, so dass der operative Betrieb für die kommende Erhebungsperiode planmäßig laufen kann.

Die ElCom hatte bereits im Jahr 2020 den Stellenwert der Kostenrechnung betont und betreffend Einreichung und nachträglicher Anpassung eine Präzisierung vorgenommen. Demnach können Änderungen eingereichter Kostenrechnungen nur noch auf Antrag und nach Genehmigung oder nach Aufforderung der ElCom vorgenommen werden. Die Netzbetreiber bestätigen zudem mit ihrer rechts-gültigen 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.

1 vgl. Weisung 5/2022, abrufbar unter www.elcom.admin.ch > Dokumentation > Weisungen

5.9 Prüfungen zu Tarifen

5.9.1 Reduktion der Unterdeckungen

Neben den hohen Strompreisen blieb auch im Berichtsjahr die Thematik Unterdeckungen im Fokus der ElCom: Hier ging es um bisher nie oder ungenügend in die Tarife eingerechnete Kosten, welche für die Endkunden ein latentes Risiko für künftige Tariferhöhungen bedeuten. Im Jahr 2023 konnten diese Aktivitäten abgeschlossen werden – insgesamt wurden rund 600 Fälle solcher proble-

matischer Unterdeckungen bei insgesamt 400 Netzbetreibern geprüft. Diese Prüfungen führten im Frühjahr 2022 in rund 250 Fällen zur Anweisung, Unterdeckungen, welche aus den Jahren vor 2018 stammen, tarif-neutral abzuschreiben. Diese dürfen folgerichtig nicht mehr in künftige Tarife eingerechnet werden. Die Einhaltung dieser Vorgabe wurde im Anschluss an die Einrei-

chung der Kostenrechnungsdaten der Netzbetreiber per 31. August 2022 geprüft; nach der Prüfung dieser rund 250 Fälle wurden im Herbst 2022 etwas mehr als 70 Verfahren eröffnet. Von diesen Verfahren konnten alle bis auf zwei ohne Verfügung noch im Jahr 2023 abgeschlossen werden.

Akkumuliert resultiert aus der Kampagne für die Geschäftsbereiche Netz und Energie eine Reduktion der Unterdeckungen und damit

auch des Risikos von künftigen Tariferhöhungen um rund eine Milliarde Franken. Zudem haben die Arbeiten in diesem Zusammenhang zu einer Anpassung der entsprechenden gesetzlichen Grundlagen im StromVG sowie der dazugehörigen StromVV geführt. Die Anreize für ein Anhäufen von Unterdeckungen sowie deren mangelhafte Abbau sind perspektivisch deutlich reduziert – ebenso konnte in erheblicher Masse eine zusätzliche Zinsbelastung für die Endverbraucher vermieden werden.

5.9.2 Prüfungen Netztarife

Nach rund 15 Jahren 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.

Wie bereits mehrfach erwähnt, war der Fokus auf die Netzbetreiber auch im Jahr 2023 stark auf die teilweise massiv gestiegenen Energietarife gerichtet. Im Bereich Netztarife wurden im Berichtsjahr einzig die oben erwähnten Unterdeckungsverfahren abgeschlossen, jedoch keine neuen Verfahren eröffnet. Dafür hat sich das Bundesverwaltungsgericht zur Thematik der individuellen Tarifprüfung geäussert.

Im Jahr 2021 hat die ElCom erstmals eine Verfügung in einem Streitfall zwischen einer Endverbraucherin und einer Netzbetreiberin zu den Netznutzungstarifen erlassen (sog. individuelle Tarifprüfung). Eine gegen diese Verfügung erhobene Beschwerde hat das Bundesverwaltungsgericht mit Urteil vom 22. November 2023 (A-4303/2021) vollständig

abgewiesen. Kern der Streitigkeit war die Frage, welche Beweismittel zur Überprüfung der Kosten beizuziehen sind. Die ElCom erachtete die regulatorische Kostenrechnung und die darin enthaltenen Plankosten als geeignete Grundlage; die Beschwerdeführerin wollte die Basiszahlen aus dem Rechnungswesen als Prüfbasis heranziehen. Das Gericht kam dabei im Wesentlichen zum Schluss, dass die Kostenrechnung als Mittel zur Transparenz dient und grundsätzlich eine geeignete Prüfungsgrundlage für eine individuelle Tarifprüfung darstellt. Die ElCom könne zudem auch in einem Streitverfahren weitere Abklärungen vornehmen und zusätzliche Unterlagen – z. B. aus dem Rechnungswesen der Netzbetreiberin – oder nähere Erläuterungen zu Kostenpositionen einfordern. Die angefochtene Prüfung erfolgte insgesamt nicht aufgrund einer falschen Prüfungsgrundlage. Die einzelnen von der ElCom vorgenommenen Prüfschritte wurden von der Beschwerdeführerin nicht in Frage gestellt, weshalb sich das Gericht nicht dazu äusserte. Das Urteil des Bundesverwaltungsgerichts wurde beim Bundesgericht angefochten.

5.9.3 Prüfungen Energitarife

Wie oben ausgeführt (vgl. Kapitel 5.5 Tarife Verteilnetz) stand die Entwicklung der Energitarife abermals im Fokus der Öffentlichkeit, aber auch der ElCom. Haben diese Tarife bereits für 2023 teilweise rekordhohe Anstiege erreicht, bleibt das Niveau insgesamt auch 2024 hoch. Wie oben dargelegt, fokussiert die ElCom ihre Arbeiten künftig noch stärker auf diesen Bereich. Im Wesentlichen geht es um die Prüfung der Beschaffungsaktivitäten im Energiebereich bzw. um die Prüfung der Angemessenheit der Tarife gemäss Artikel 6 Absatz 1 StromVG. Diese Untersuchungen betreffen einerseits die Strombeschaffung generell, aber auch die Beschaffung bzw. die Preisbildung beispielsweise innerhalb von Konzernstrukturen und Kreuzbeteiligungen. Zudem wurden Vorbereitungen getroffen für Untersuchungen im Bereich der Kostendeklarationen für Herkunftsachweise. Ansonsten stand im Berichtsjahr erneut das Thema Durchschnittspreismethode im Vordergrund.

Bei der Durchschnittspreismethode geht es um die Frage, wie die Kosten der Strombeschaffung zwischen den im Monopol gefangenen Endverbrauchern mit Grundversorgung und den freien Marktkunden aufzuteilen sind. Gemäss Stromversorgungsgesetz sind Verteilnetzbetreiber verpflichtet, Preisvorteile aufgrund ihres freien Netzzugangs anteilmässig an die festen Endverbraucher weiterzugeben. Konkret geht es um eine adäquate Berücksichtigung von Handelsaktivitäten und Eigenproduktion bei der Berechnung der anrechenbaren Energiekosten. Insbesondere in Phasen vergleichsweise tiefer oder hoher Strommarktpreise kann dies erhebliche Auswirkungen auf die Energitarife zeitigen. In den Jahren 2018 und 2019 hat der Gesetzgeber neue Bestimmungen eingeführt, welche seither den Netz-betreibern die Wahl eröffnen, von der Durchschnittspreismethode ab-

zuweichen und Eigenproduktion prioritätär in die Grundversorgungstarife einzurechnen.

In einem gegenüber mehreren, in einer Unternehmensgruppe verbundenen Netzbetreibern (im Folgenden: Muttergesellschaft) geführten Verfahren hat die ElCom im November 2023 eine Teilverfügung betreffend Kosten und Tarife Energie des Geschäftsjahres 2017 erlassen. Im Zentrum der Verfügung steht die korrekte Umsetzung der Durchschnittspreismethode. Es wird angemahnt, dass eine kraftwerksscharfe Zuordnung von Gestehungskosten an die Grundversorgung gestützt auf das Stromversorgungsgesetz nicht zulässig war. Vielmehr ist der Durchschnitt über alle Produktionsanlagen als Kostenbasis relevant. Entgegen der Praxis der ElCom hat die Muttergesellschaft Handelsaktivitäten bzw. Preisvorteile aufgrund ihres freien Netzzugangs nicht dem zur Berechnung der Grundversorgungstarife relevanten Energieportfolio zugerechnet. Im Weiteren war zu klären, ob die in einem Rahmenvertrag festgehaltenen Konditionen, zu welchen die Töchter bei ihrer Muttergesellschaft Energie bezogen, angemessen waren. Vor dem Hintergrund des bei Vertragsabschluss herrschenden Umfelds tiefer Marktpreise waren die von den Tochtergesellschaften eingegangenen Verpflichtungen, Energie zu Gestehungskosten für ihre Endverbraucher mit Grundversorgung zu beziehen, nicht angemessen. Für die eigenen Marktkunden wurde denn auch ein Bezug zu marktähnlichen Preisen vereinbart. Zu ähnlichen Preisen hätten die Töchter als eigenständige Netzbetreiber auch bei einem Dritten Energie für ihre Endverbraucher mit Grundversorgung beziehen können. Die ElCom hat folglich für die gesamte von der Muttergesellschaft bezogene Energie nur marktähnliche Preise akzeptiert. Weitere Themenbereiche der Verfügung sind der WACC Produktion sowie die Verzinsung von Unterdeckungen. Die betroffe-

nen Netzbetreiber verwenden zur Ermittlung der kalkulatorischen Zinskosten auf ihren Produktionsanlagen und weiteren Positionen einen eigenen individuellen Zinssatz (WACC Energie). Die ElCom erachtet diesen als nicht angemessen und setzt für die Verzinsung den von ihr publizierten WACC Produktion ein. Dieser beträgt für das Tarifjahr 2017 maximal 4.98 Prozent. Im Weiteren sind Unterdeckungen gemäß Weisung der ElCom maximal mit dem WACC Netz (2017: 3.83 %) zu verzinsen. Entgegen dieser regulatorischen Vorgabe verwenden die fraglichen Netzbetreiber auch hier ihren individuellen, höheren WACC Energie. Die betroffenen Netzbetreiber wurden per Verfügung zur Korrektur obiger Punkte aufgefordert. Gegen diese Verfügung wurde beim Bundesverwaltungsgericht Beschwerde erhoben.

Im Berichtsjahr konnten ausserdem zwei Verteilnetzbetreiber identifiziert werden, die zwar über eigene Kraftwerke verfügen, den daraus gewonnenen Strom aber vollumfänglich am Markt absetzten. Die für die Grundversorgung benötigte Energie wurde folglich vollumfänglich über Dritte beschafft. Dieses Vorgehen widerspricht den stromversorgungsrechtlichen Vorgaben. Netzbetreiber mit eigenen Kraftwerken müssen zumindest einen Teil ihrer Eigenproduktion maximal zu Gestehungskosten in ihre Tarife einkalkulieren. Gegen beide Netzbetreiber hat die ElCom ein Verfahren eröffnet.

Mit dem Entscheid 149 II 187 vom 29. März 2023 hat das Bundesgericht die bisherige Pra-

xis der ElCom zur Durchschnittspreismethode einmal mehr geschützt. Im Wesentlichen standen zwei Fragen im Zentrum: Erstens hatte das Gericht zu beurteilen, wie gesellschaftsrechtliche Strukturen im Rahmen der Durchschnittspreismethode zu berücksichtigen sind. Es hielt dabei fest, mit der Wahl der gesellschaftsrechtlichen Struktur solle nicht beeinflusst werden können, in welcher Gruppengesellschaft ein Preisvorteil entsteht, damit die Verteilnetzbetreiberin als eine dieser Gruppengesellschaften diesen Vorteil nicht weitergeben muss. Im konkreten Fall erachtete das Gericht die gemeinsame Betrachtung des Energieportfolios von zwei Gesellschaften aufgrund der tatsächlich gelebten wirtschaftlichen Verhältnisse als zulässig. Zweitens hatte das Gericht zu entscheiden, welches Energieportfolio für die Durchschnittspreismethode massgeblich ist. Die betreffenden Beschwerdeführerinnen haben ihr Energieportfolio in Handels- und Versorgungskraftwerke aufgeteilt. Das Gericht kam jedoch zum Schluss, dass der Sinn und Zweck von Artikel 6 Absatz 5 StromVG eine direkte Zuordnung von Einzelkosten ausschliesst. Die anteilmässig weiterzugebenden Preisvorteile seien zudem weder in sachlicher noch in zeitlicher Hinsicht beschränkt. Ebenso wenig sei von Bedeutung, dass die relevante Energiemenge diejenige des Gesamtabsatzes übersteige. Es seien sämtliche am freien Markt erzielten Preisvorteile anteilmässig an die Grundversorgung weiterzugeben. Dabei hätten die Netzbetreiberinnen kein Ermessen bei der Frage, welche Preisvorteile sie weitergeben.

5.10 Sunshine-Regulierung

Die Sunshine-Regulierung vergleicht mit Hilfe eines transparenten und standardisierten Prozesses die Qualität, Kosteneffizienz und Tarife der Netzbetreiber untereinander. Ab-

weichungen lassen sich so besser sichtbar machen. Diese Regulierungsform ergänzt die Tarifprüfungsverfahren, die sich zum Teil als sehr ressourcenintensiv erweisen. Ausge-

wählte 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 der 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 Netzbetreiber nach topografischen Gegebenheiten (Siedlungsdichte) sowie aufgrund der Menge an ausgespiesener Energie an Endverbraucher (Energiedichte) in insgesamt acht Vergleichsgruppen eingeteilt. Auf dieser Basis werden die individuellen Ergebnisse errechnet. Diese Ergebnisse wurden den Netzbetreibern jeweils jährlich zugestellt. Im Berichtsjahr hat die ElCom aber beschlossen, aus Ressourcengründen vorderhand auf einen Versand der individuellen Resultate an die Netzbetreiber zu verzichten.

Das Eidgenössische Parlament hat in seiner Herbstsession 2023 das Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien vom 29. September 2023 («Mantelerlass») verabschiedet. Der neue Artikel 22a StromVG sieht dabei vor, dass die ElCom Vergleiche vornehmen und in geeigneter Weise veröffentlichen muss. Die ElCom hat die Arbeiten zur Umsetzung dieser gesetzlichen Vorgaben im Berichtsjahr aufgenommen und wird sie weiterführen.

5.11 Messwesen

Die ElCom hat im Verfahren 233-00093 eine Verfügung erlassen zu einem intelligenten Messsystem gemäss Artikel 17a StromVG, das die Netzbetreiberin bei einem Endverbraucher in der Grundversorgung einsetzt. Der Endverbraucher lehnt dieses ab, insbesondere die damit vorgenommenen Datenbearbeitungen, und verlangte, dass der elektronischen Elektrizitätszähler (sog. Smartmeter) des intelligenten Messsystems wieder durch einen konventionellen mechanischen Stromzähler ohne Kommunikationsanbindung ausgetauscht wird. Die ElCom hatte bereits mit Verfügung vom 6. April 2021 entschieden, dass die Netzbetreiberin

den Smartmeter bis zum Ende seiner Lebensdauer einsetzen darf, da Endverbraucher den Einsatz eines intelligenten Messsystems dulden müssen und keinen Anspruch auf Beibehaltung eines konventionellen Stromzählers haben. Erst im Beschwerdeverfahren vor dem Bundesverwaltungsgericht hat sich herausgestellt, dass der Smartmeter über eine Abschaltfunktion (sog. Circuit Breaker) verfügt. Das Gericht erwog dazu, falls mit der Abschaltfunktion der Strombezug des Endverbrauchers durch Fernsteuerung unterbrochen werden könne, falle sie unter die Definition eines intelligentes Steuer- und Regelsystems gemäss Artikel 17b Ab-

satz 1 StromVG und ihr Einsatz bedürfe der Zustimmung des betroffenen Endverbrauchers (Art. 17b Abs. 3 StromVG). Mit Urteil A-2372/2021 vom 26. Juli 2022 hob es die ElCom-Verfügung deswegen teilweise auf und wies das Verfahren zurück an die ElCom, damit sie prüft, ob mit der Abschaltfunktion der Strombezug des Endverbrauchers durch Fernsteuerung unterbrochen werden kann.

Aus den Sachverhaltsabklärungen, welche die ElCom zu diesem Zweck vornahm, hat sich ergeben, dass seine Stromzufuhr mit der Abschaltfunktion ferngesteuert unterbrochen werden kann und es nicht möglich ist, diese Funktion zu deaktivieren. Gemäss den für die ElCom verbindlichen Erwägungen des Gerichts hatte die ElCom daher die Abschaltfunktion beim betroffenen Endverbraucher als intelligentes Steuer- und Regelsystem zu qualifizieren. Folglich bedarf der Einsatz dieser Funktion der Zustimmung. Weil die Netzbetreiberin die Abschaltfunktion für das Forderungsmanagement und nicht im Hinblick auf die Abwendung einer unmittelbaren erheblichen Gefährdung des sicheren Netzbetriebs installiert hatte, konnte auch nicht ausnahmsweise auf die Zustimmung verzichtet werden (Art. 8c Abs. 5 StromVG). Da der Endverbraucher die Zustimmung verweigert, fehlt es folglich an einer Rechtsgrundlage für den Einsatz der Abschaltfunktion des Smartmeters (bzw. des intelligenten Messsystems).

Weil der Endverbraucher beantragte, den Smartmeter durch einen konventionellen Stromzähler zu ersetzen, hatte die ElCom gemäss den Anweisungen des Bundesverwaltungsgerichts weiter zu beurteilen, ob er entfernt werden müsse oder das Zustimmungserfordernis sich auch auf andere Weise wahren lasse und diese aus Gründen der Verhältnismässigkeit vorzuziehen seien. Die

ElCom erachtete unter den konkreten Umständen ein Verbot, die Abschaltfunktion für andere Zwecke als bei Gefährdungen des sicheren Netzbetriebs zu nutzen (in Verbindung mit einer Strafandrohung im Falle eines Verstosses gegen das Verbot) ebenfalls als geeignete Massnahme, um zu gewährleisten, dass die Abschaltfunktion nicht ohne Zustimmung des Endverbrauchers eingesetzt wird. In der Folge wog sie ab, wie die Parteien bei den beiden Varianten einer Entfernung des Smartmeters und eines Verbots der Betätigung der Abschaltfunktion in ihren Interessen betroffen wären. Dabei gelangte die ElCom zum Schluss, dass ein Ausbau des Smartmeters unverhältnismässig wäre. Sie berücksichtigte insbesondere, dass ein Ausbau der Netzbetreiberin Aufwände verursachen würde, während der Endverbraucher durch die blosse Existenz der Abschaltfunktion nicht spürbar beeinträchtigt wird.

Der Endverbraucher wendete sich weiter gegen die Bearbeitung von Daten zu seiner Person durch das intelligente Messsystem. Dadurch werde sein von der Bundesverfassung (BV) geschütztes Grundrecht auf informativelle Selbstbestimmung (Art. 13 Abs. 2 BV) verletzt, weil die Voraussetzungen von Artikel 36 BV für eine Einschränkung von Grundrechten (gesetzliche Grundlage, öffentliches Interesse und Verhältnismässigkeit) nicht gegeben seien. Das Bundesverwaltungsgericht wies die ElCom an, die konkreten Datenbearbeitungen zu evaluieren, welche die Netzbetreiberin mit dem intelligenten Messsystem beim betroffenen Endverbraucher vornimmt, und zu prüfen, ob sie die erwähnten Voraussetzungen erfüllen. Mit dem von der Netzbetreiberin eingesetzten intelligenten Messsystem werden zahlreiche Datenbearbeitungen vorgenommen. Die ElCom entschied, dass die grosse Mehrheit dieser Datenbearbeitungen

die Voraussetzungen von Artikel 36 BV erfüllt. Bei wenigen Bearbeitungsvorgängen gelang sie allerdings zum Schluss, dass ohne Einwilligung des betroffenen Endverbrauchers keine genügende gesetzliche Grundlage vorliegt, und wies die Netzbetreiberin an, diese so anzupassen, dass sie den Vorgaben genügen. Die ElCom hat überdies entschieden, dass die im Stromversorgungsrecht vorgesehenen Datenbearbeitungsvorgänge nicht unter den Begriff des Profiling im neuen Datenschutzgesetz (Art. 5 Bst. f DSG) fallen. Die noch nicht rechtskräftige Verfügung ist auf der Webseite der ElCom publiziert.

Bis zehn Jahre nach Inkrafttreten der Änderung vom 1. November 2017 müssen 80 Prozent aller Messeinrichtungen in einem Netzgebiet den Anforderungen an intelligente Messsysteme entsprechen (sog. «Smartmeter-Rollout»; Art. 31e Abs. 1 i.V.m. Art. 8a und 8b StromVV). In der Verfügung 212-00414 hat die ElCom die bisherige Rechtsprechung bestätigt, wonach die Installation und der Einsatz eines Smartmeters bei Endverbrauchern, Produzenten und Speicherbetreibern nicht der Zustimmung der Betroffenen bedarf und diese dem Netzbetreiber für die Auswechselung des bestehenden konventionellen Stromzählers durch ein intelligentes Messsystems Zugang zum Grundstück zu gewähren haben. Die rechtskräftige Verfügung ist ebenfalls auf der Website der ElCom publiziert. Im Zusammenhang mit Plug&Play PV-Anlagen (auch Stecker-Solaranlagen oder Balkonkraftwerke genannt) wurde die ElCom sodann wiederholt mit der Frage konfrontiert, ob diese auf Verlangen der Anlagenbetreiber einen Anspruch haben, bereits vor dem ordentlichen Rollout durch den Netzbetreiber mit einem Smartmeter ausgestattet zu werden. Nach bisherigem Recht durfte

der Netzbetreiber innerhalb der Frist für die Ausstattung von 80 Prozent aller Messeinrichtungen in einem Netzgebiet selber bestimmen, wann er Endverbraucher und Erzeuger mit einem intelligenten Messsystem nach Artikel 8a und 8b ausstatten will. Bereits im jetzigen Zeitpunkt mit einem solchen auszustatten waren jedoch neben Endverbrauchern, welche von ihrem Anspruch auf Netzzugang Gebrauch machen, auch Erzeuger, wenn sie eine neue Erzeugungsanlage an das Elektrizitätsnetz anschliessen (Art. 31e Abs. 1 i.V.m. Abs. 2 Bst. a und b StromVV; Stand am 1. September 2023). Weil Plug&Play PV-Anlagen in der Regel nur geringe Elektrizitätsmengen einspeisen und die sofortige Ausstattung mit einem intelligenten Messsystem für die Netzbetreiber relativ hohe Kostenfolgen haben kann, war diese Regel für solche Anlagen aus Verhältnismässigkeitsüberlegungen fragwürdig. Per 1. Januar 2024 hat der Bundesrat deshalb Artikel 31e Absatz 2 Buchstabe b StromVV gestrichen und einen neuen Artikel 31n StromVV geschaffen. Danach bestimmt innerhalb einer zehnjährigen Frist grundsätzlich weiterhin der Netzbetreiber, wann er Endverbraucher und Erzeuger mit einem intelligenten Messsystem nach Artikel 8a und 8b ausstattet. Die Ausnahme, wonach Erzeuger unabhängig davon mit einem solchen Messsystem auszustatten sind, wenn sie eine neue Erzeugungsanlage an das Elektrizitätsnetz anschliessen, gilt aber nur noch, wenn deren Installation der Bewilligungspflicht nach Artikel 6 der Niederspannungs-Installationsverordnung vom 7. November 2001 unterliegt. Folglich haben Betreiber von Plug & Play PV-Anlagen ab dem 1. Januar 2024 keinen Anspruch mehr, dass sie unmittelbar nach dem Anschluss ihrer Anlage mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet werden.

5.12 Rückliefervergütung

Im Jahr 2022 hatten die rekordhohen Preise im Stromhandel auch für einen Rekord an Anfragen zur Vergütung für die Abnahme- und Vergütungspflicht (Art. 15 EnG) für die Einspeisung von Eigenproduktion aus kleinen Erzeugungsanlagen (sog. Rückliefervergütung) gesorgt. Im Jahr 2023 ging die Anzahl dieser Anfragen stark zurück. Regelmässig Anfragen erhielt die ElCom noch zur Frage, ob die Abnahme- und Vergütungspflicht auch gilt für Plug&Play PV-Anlagen. Die Pflicht zur Abnahme und Vergütung von Elektrizität gilt nur, wenn diese aus Anlagen stammt mit einer Leistung von höchstens 3 MW oder einer jährlichen Produktion, abzüglich eines allfälligen Eigenverbrauchs, von höchstens 5'000 MWh (Art. 15 Abs. 2 EnG). Das Gesetz sieht also für die Abnahme- und Vergütungspflicht des Netzbetreibers eine Leistungs- bzw. Produktionsobergrenze, nicht jedoch eine Untergrenze vor. Die Abnahme- und Vergütungspflicht der Netzbetreiber gilt somit auch für kleine PV-Anlagen wie Plug&Play PV-Anlagen. Wie im Kapitel 5.11 erläutert, hat der Bundesrat allerdings eine Ausnahme von der Regel geschaffen, dass Erzeugungsanlagen gleich nach ihrem Anschluss mit einem intelligenten Messsystem auszustatten sind. Da die Einspeisung aus diesen Anlagen ohne solches allenfalls nicht gemessen werden kann, hat der Bundesrat zudem einen neuen Artikel 12 Absatz 3 der Energieverordnung (EnV) geschaffen, wonach der Netzbetreiber für solche Anlagen eine angemessene jährliche Pauschale für die Vergütung der eingespeisten Elektrizität vorsehen kann, statt vorgezogen ein Messsystem zu installieren. Ein vollständiger Verzicht auf die Vergütung der Einspeisung aus Plug & Play PV-Anlagen widersprüche hingegen nach der Ansicht des Bundesrats

dem Willen des Gesetzgebers. Deshalb hat er darauf verzichtet, eine Leistungsuntergrenze für die Abnahme- und Vergütungspflicht gemäss Artikel 15 EnG in die EnV aufzunehmen.

Sodann ist darauf hinzuweisen, dass das Eidgenössische Parlament im Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (Änderung des Energiegesetzes und des Stromversorgungsgesetzes; sog. Mantelerlass) beschlossen hat, neue Regeln für die Abnahme- und Vergütungspflicht gemäss Artikel 15 EnG zu schaffen. Neu vorgesehen ist dabei insbesondere, dass die Netzbetreiber die Energie zu einem schweizweit harmonisierten Preis zu vergüten haben, wenn sie sich mit dem Produzenten über die Vergütung nicht einigen können. Die Vergütung für Elektrizität aus erneuerbaren Energien soll sich nach dem vierteljährlich gemittelten Marktpreis zum Zeitpunkt der Einspeisung richten. Der Bundesrat legt für Anlagen bis zu einer Leistung von 150 kW Minimalvergütungen fest, die sich an der Amortisation von Referenzanlagen über ihre Lebensdauer orientieren (Art. 15 Abs. 1 und Abs. 1^{bis} revEnG; siehe auch die Regeln für Elektrizität aus Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen und erneuerbares Gas in Abs. 1^{ter} und 1^{quater}).

Mit diesen neuen Regeln würde das System zur Bestimmung der Rückliefervergütung grundlegend reformiert und auch die Verordnungsbestimmungen müssten angepasst werden, insbesondere Artikel 12 Absatz 1 EnV. Gegen den Mantelerlass wurde allerdings das Referendum ergriffen. Daher steht noch nicht fest, ob die Änderungen in Kraft treten werden. Die Abstimmung über das Referendum ist auf den 9. Juni 2024 angesetzt.

6 Marktüberwachung



Höhere Transparenz an den Grosshandelsmärkten reduziert das Risiko von Marktverzerrungen und Preissignalstörungen und sorgt dafür, dass die Endverbraucher einen fairen Preis für Elektrizität bezahlen.

6.1 Marktpreisentwicklungen am Grosshandelsmarkt im Jahr 2023

Ein Jahr im Zeichen der Entspannung und Erneuerbarer Energien. Dies ist in einem Satz zusammengefasst das Geschehen auf den Grosshandelsmärkten. Die Preise fielen und auch das Preisgefüge zwischen der Schweiz und den Nachbarländern ist wieder, wie man es vor der Krise gewohnt war. Übrig bleibt vorerst ein Verbrauchsrückgang bei Strom und Gas sowie ein stark erhöhter Ausbau erneuerbarer Energien.

2023 startete mit dem ersten Winter, nachdem Russland den grössten Teil der Gas-Exporte per Pipeline nach Europa eingestellt hatte. Einsparungen und genereller Verbrauchsrückgang der Industrie sowie schnell hinzugefügte LNG-Terminals ermöglichten im Jahr 2022 die Füllung der Gasspeicher, was zuvor noch stark angezweifelt wurde. Dadurch konnten Versorgungsausfälle verhindert werden, und als klar wurde, dass Europa gut durch den sehr milden Winter kommen würde, fielen die Preise für Gas und damit

auch für Strom. Dies kann exemplarisch am Preisverlauf für das Frontjahr in Abbildung 15 beobachtet werden. Zusätzlich gingen auch die französischen Kernkraftwerke im Laufe des Jahres grösstenteils wieder ans Netz. Be treffend deren Verfügbarkeit kamen zwischenzeitlich noch einmal Zweifel auf, weswegen der französische Terminpreis im März 2023 noch einmal anstieg. Die stark reduzierte Verfügbarkeit der Kernkraftwerke hatte zuvor im Jahr 2022 wesentlich zum historisch einmaligen Preisanstieg beigetragen. Ende 2023 konnte nochmals ein Preisverfall bei den Strompreisen beobachtet werden, da wiederum ein hoher Füllstand der Gasspeicher sowie ein weiterhin niedriger Gasverbrauch entspannend auf die Gaspreise wirkte. Dies geschah, obwohl die Konflikte im Nahen Osten wieder aufflammten und die Preise im Oktober als Reaktion zunächst wieder anstiegen. Mit der kontinuierlichen Rückkehr der französischen Kernkraftwerke änderte sich auch das

Preisgefüge der Schweiz zu den Nachbarländern wieder. Anfangs Jahr war das italienische Frontjahr im Vergleich noch am günstigsten, seit September ist es wieder das teuerste Nachbarland und Frankreichs Preise sind ge-

gen Ende Jahr noch unter jene in Deutschland gefallen. Aus Perspektive des Marktes erscheint die Krise damit fast abgehakt, wobei die Preise immer noch auf einem im historischen Vergleich hohen Niveau liegen.



Abbildung 15: Entwicklung der Terminmarktpreise für Bandlast im Lieferjahr 2024 (Quelle: EEX)

Die Preise am Spotmarkt folgten auch den Entwicklungen der Gaspreise, jedoch haben hier auch kurzfristige Wettereffekte durch die fortschreitende Energiewende einen grösser werdenden Einfluss. Dies ist am Preisverlauf in Abbildung 16 zu sehen. Gerade im Sommerhalbjahr fiel durch die hohe Einspeisung der Photovoltaik der Spotpreis in den Mittagsstunden am Wochenende oft bis auf 0 EUR/MWh oder sogar darunter. Der Tiefpunkt wurde am 2. Juli 2023 mit -143 EUR/MWh erreicht, wobei dies eine Auswirkung von Preisen von -500 EUR/MWh in den Niederlanden und Deutschland war. Dort fielen die Preise auf das Marktminimum auf Grund eines starken Überangebots

und unzureichend gesetzter Preislimits. Dies unterstreicht, wie wichtig zukünftig eine flexible Nachfrage und Vermarktung der Energie sein wird. Die Preisspitzen entstanden typischerweise, wenn einzelne thermische Kraftwerke für nur wenige Stunden benötigt wurden: Der Verbrauch steigt am Morgen an, bevor die Photovoltaik-Produktion zunimmt, und bevor abends der Verbrauch wieder zurück geht, ist bereits die Sonne untergegangen. Es besteht eine starke Preiskopplung an die Nachbarländer, aber aufgrund der beschränkten Übertragungsnetzkapazitäten werden diese Preisspitzen in der Schweiz nur teilweise vom Ausland übernommen.

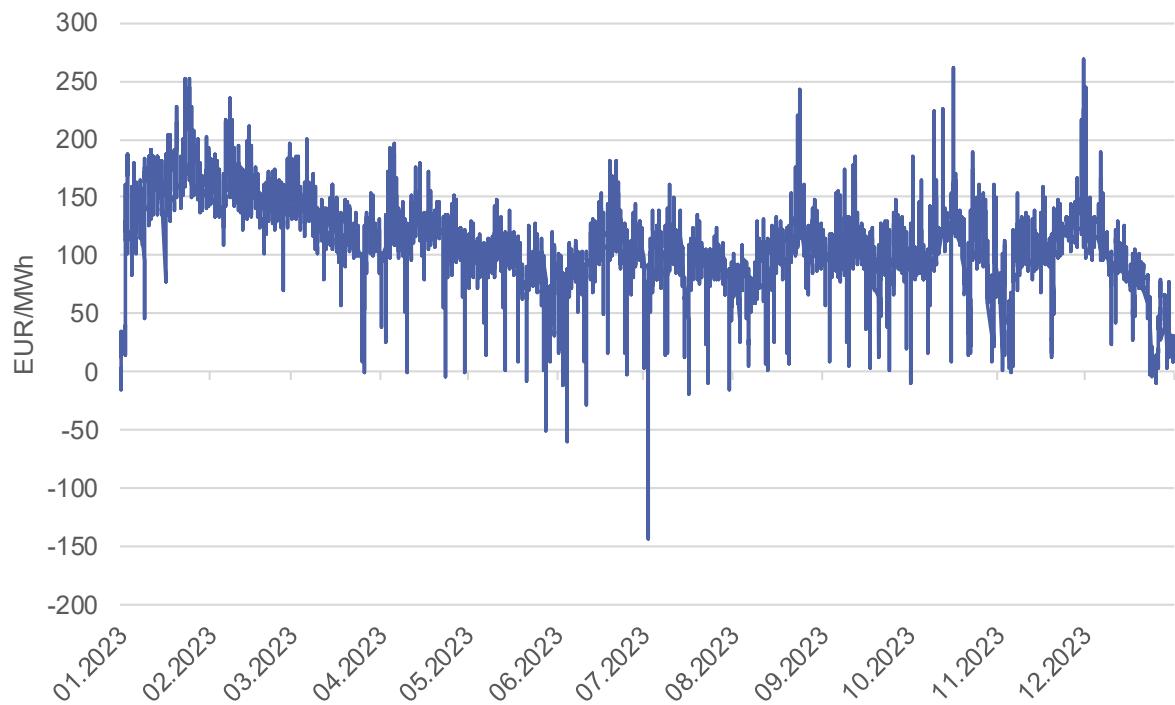


Abbildung 16: Stündliche Preise für Stromlieferungen am nächsten Tag in der Schweiz (Quelle: EEX)

6.2 Markttransparenz im Stromgrosshandel

Im Rahmen des diesjährigen Workshops der Sektion Marktüberwachung der ElCom wurde über die aktuellen Entwicklungen der Marktüberwachung in der Schweiz berichtet. Der Akzent fiel dabei insbesondere auf die aktuellen Massnahmen in der Schweiz wie das FiREG (Bundesgesetz über subsidiäre Finanzhilfen zur Rettung von systemkritischen Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft) und das BATE (Bundesgesetz über die Überwachung und Transparenz in den Energiegrosshandelsmärkten). Es wurden aber auch die zentralen Punkte aus den EU-Massnahmen zum Marktdesign und ihre Auswirkungen auf die Schweiz präsentiert.

Das aktuelle Thema «Nutzung von langfristigen (Handels-)Instrumenten im neuen Marktdesign» wurde im zweiten Teil der Veranstaltung

aus verschiedenen Blickwinkeln beleuchtet. Im Wesentlichen ging es dabei um die verschiedenen Aspekte von Power Purchase Agreements (PPAs). Gleich zu Beginn gab das BFE eine Übersicht über die aktuellen Entwicklungen im regulatorischen Bereich. Anschliessend wurden langfristige Absicherungsinstrumente im Verhältnis zu traditionellem Hedging und deren Behandlung unter REMIT aus der Sicht eines EU-Regulators dargelegt. Wie ein Anbieter von PPAs in Europa mit diesen neuen Instrumenten umgeht, wurde von einem Vertreter von Pexapark erläutert. Im Anschluss wurden die Erwartungen an PPAs aus dem Blickwinkel der Industrie präsentiert. Zum Abschluss zeigte der Vertreter der Strombörse EEX die sechs wichtigsten Missverständnisse über den regionalen virtuellen Handelsplatz auf.

Wie jedes Jahr wurde im Rahmen des Workshops auch der jährliche Markttransparenzbericht präsentiert. Darin wird die jährliche Entwicklung der Spot- und Terminmärkte noch einmal umfassend dargestellt. Des Weiteren gibt der Bericht eine gute Übersicht über die wesentlichen Aktivitäten und Tätigkeiten der Sektion Marktüberwachung im vergangenen Jahr.

Mit den Energieregulatoren der Nachbarländer fanden in diesem Jahr wieder Treffen statt. Dieser Austausch erlaubt es, die Auswirkungen der hohen Energiepreise in den einzelnen Ländern zu besprechen und die aktuellen Marktereignisse und Massnahmen zu diskutieren. Ebenso wurden die geplanten Massnahmen betreffend die Weiterentwick-

lung von REMIT sowie den Anpassungen des Marktdesigns in der EU diskutiert. In diesem Zusammenhang erfolgten auch Koordinationsitzungen mit der SIX und EPEX Spot.

Als Mitglied der CEER Market Integrity and Transparency Working Group (CMIT) hat die ElCom auch in diesem Jahr auf europäischer Ebene an der Erstellung eines umfassenden Fragebogens über die Aktivitäten der einzelnen EU-Regulatoren betreffend die Umsetzung von REMIT mitgearbeitet. Dieser Fragebogen gibt eine sehr gute Übersicht über die Marktüberwachungsaktivitäten in der EU. Bei den quartalsweise stattfindenden Sitzungen informiert die ElCom über die aktuellen Preis-Entwicklungen für die verschiedenen Commodities und die damit zusammenhängenden Hintergründe.

6.3 Marktüberwachung 2022 in Zahlen

Seit Beginn der Registrierungs- und Rapportierungspflicht mit dem Inkrafttreten der REMIT-Verordnung im Jahr 2015 und der anschliessenden Anwendung von Artikel 26a^{bis} StromVV für Elektrizitätsunternehmen mit Sitz in der Schweiz, die an EU-Märkten Geschäfte abwickeln, steigt die Anzahl der Marktteilnehmer, die sich bei der ElCom anmelden, kontinuierlich. 2023 haben 17 Unternehmen den Registrierungsprozess bei der ElCom begonnen. Neun davon haben diesen bis Ende Jahr abschliessen können. Zwei Unternehmen haben im Laufe des letzten Jahres ihre Handelsaktivitäten eingestellt und wurden deregistriert. Somit beträgt die Anzahl der bei der ElCom per 31. Dezember 2023 angemeldeten Marktteilnehmer 93 (siehe Abbildung 10). Eine Liste der regist-

rierten Marktteilnehmer ist auf der offiziellen Webseite der ElCom in der Sektion «Marktüberwachung» publiziert.

Die Informationen zu den rapportierungspflichtigen Energiehandelsgeschäften dieser Unternehmen wurden an die ElCom weiterhin ausschliesslich über die neun an die IT-Systeme der ElCom angebundenen Registered Reporting Mechanisms (RRM) übermittelt. Ein weiterer RRM ist per Ende 2023 noch im Anbindungsprozess.

Wie bereits in den Vorjahren wurden die Fundamentaldaten und die Publikationen zu Insider-Informationen über die eigenen, dafür geschaffenen Schnittstellen mit ENTSO-E und der EEX-Transparenzplattform eingespielt.

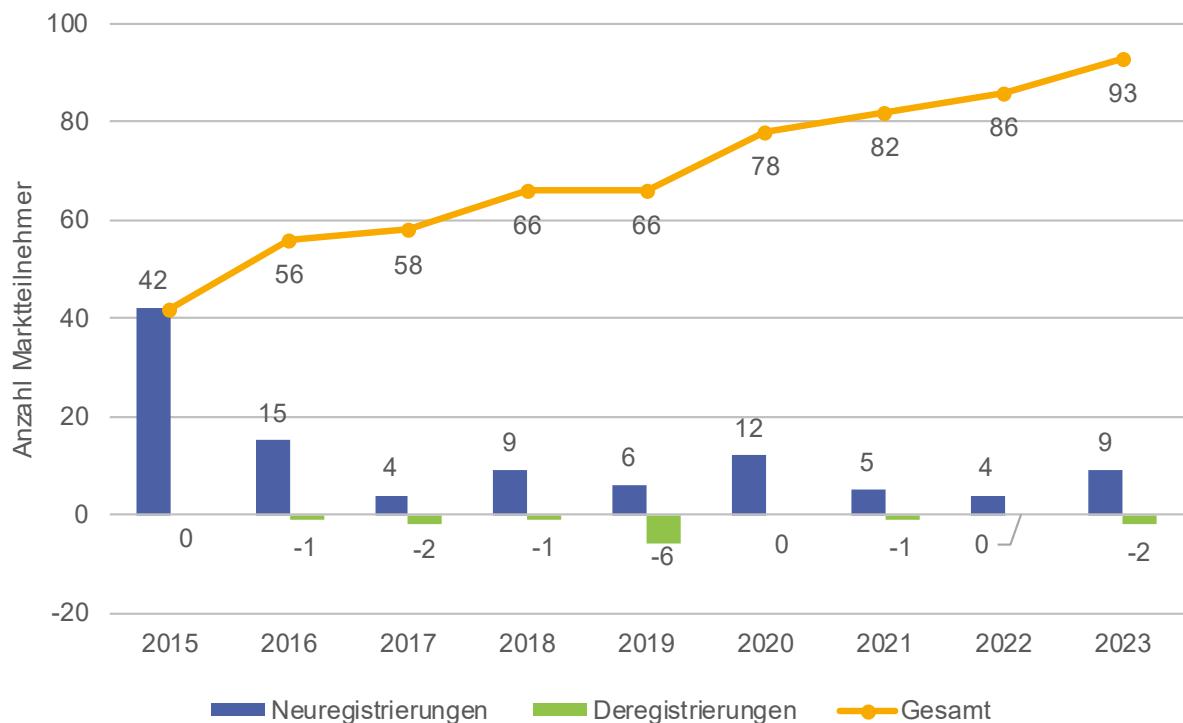


Abbildung 17: Anzahl registrierter Schweizer Marktteilnehmer

Für ihre Monitoring- und Überwachungszwecke hat die Sektion Marktüberwachung der ElCom ferner auch Informationen wie die Settlement-Preise für Strom, Gas und CO₂ von EEX und EPEX SPOT, die Kohlepreise von Refinitiv sowie Daten von European Commodity Clearing (ECC) als Referenz bei den erstellten Berichten und Analysen herangezogen. Auch Angaben zu den Füllständen der Stauseen in der Schweiz, Kraftwerksverfügbarkeiten in den Nachbarländern oder weitere Informationen, teilweise aus öffentlichen Quellen wie Swiss Meteo, werden abgerufen und als wertvolle Ergänzung bei diversen Marktüberwachungsaktivitäten verwendet.

Seit Einführung der Rapportierungspflicht Ende 2015 steigt nicht nur die Anzahl der bei der ElCom registrierten Marktteilnehmer, sondern auch die Anzahl der an die ElCom in ihrem Auftrag über die RRM übermittelten

Daten. Bei den übermittelten Daten stellen auch 2023 die Standardverträge die Mehrheit der Meldungen dar. Die steigende Tendenz setzte sich 2023 noch deutlicher als in den Jahren davor fort. Mit knapp 97 Millionen Transaktionen (Trades und Orders) sind es 37.4 Millionen Meldungen mehr als im Vorjahr. Die rapportierten Orders allein machen 75.3 Millionen davon aus. Dies entspricht einer Zunahme von mehr als 74 Prozent im Vergleich zum Vorjahr, die sich vor allem durch die Tendenz zu immer kurzfristigerem Handel und dem damit verbundenen vermehrten Einsatz von automatisierten Handelsalgorithmen erklären lässt. Die Anzahl der im Jahr 2023 übermittelten Trades stieg 2023 um 32 Prozent im Vergleich zu 2022. Dies ist hauptsächlich auf die Einführung des FiREG und die Registrierung neuer Marktteilnehmer und auf die damit verbundenen Datenlieferungen zurückzuführen.



Abbildung 18: Entwicklung der Anzahl der gemeldeten Transaktionen

Die bei den Standardverträgen in den Vorjahren etablierte Dominanz der Kurzfrist- gegenüber den Termingeschäften wurde beibehalten. Sie machen im Jahr 2023 84 Prozent aller gemeldeten Standardverträge aus, verglichen mit 89 Prozent im Jahr 2022. Dieser Rückgang ist hauptsächlich auf eine Zunahme der Korrekturen und damit verbundenen Neuübermittlung der Daten zurückzuführen, die von einigen Marktteilnehmern aus Qualitätsgründen an den zuvor gemeldeten Termingeschäften vorgenommen wurden.

Die Zahl der Nicht-Standardverträge sank 2023 um 22 Prozent und erreichte fast wieder das Niveau von 2021. Dies ist auf die Durchführung eines Backloadings im Jahr 2022 zu-

rückzuführen, das die Anzahl der gemeldeten Nicht-Standardverträge erhöht hatte.

Die verfügbaren Fundamentaldaten wurden 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, Berichte und Veröffentlichungen der ElCom bei. 2023 ist die Anzahl dieser Daten zusammen mit den übermittelten Insider-Informationen gesunken – etwa 712'000 Meldungen weniger als 2022, was einer Abnahme von knapp 13 Prozent gegenüber dem Vorjahr entspricht.

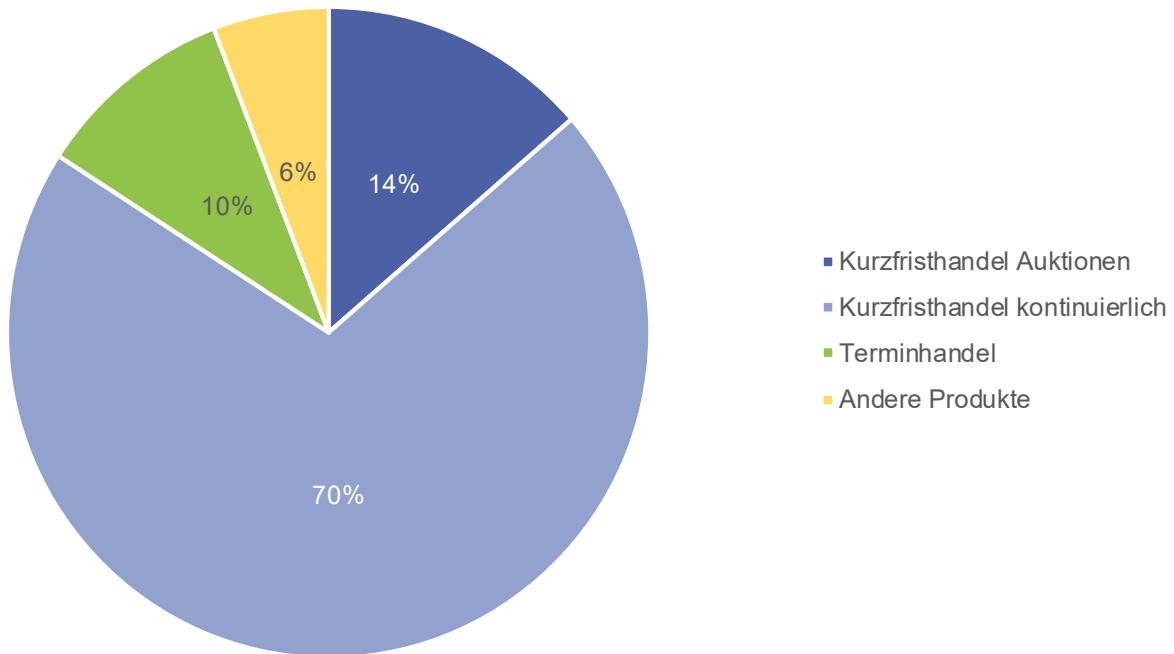


Abbildung 19: Aufteilung der Standardverträge nach Kurzfrist- und Terminhandel

6.4 Erfahrungen aus einem Jahr mit FiREG

Durch den Antrag von Axpo AG auf finanzielle Unterstützung durch den Bund wurde das Bundesgesetz über subsidiäre Finanzhilfen zur Rettung systemkritischer Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft (FiREG) am 1. Oktober 2022 in Kraft gesetzt. Dieses Gesetz regelt Finanzhilfen zur subsidiären Unterstützung von systemkritischen Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft mit Liquiditätsengpässen, damit die Stromversorgung in der Schweiz auch bei unvorhergesehenen Entwicklungen gewährleistet ist.

Die systemkritischen Unternehmen sind verpflichtet, der ElCom und der Eidgenössischen Finanzkontrolle (EFK), die entsprechenden Daten zur Verfügung zu stellen. Alle Daten werden über einen Trust Room ausgetauscht. Aus den übermittelten Daten erstellt die ElCom ei-

nen monatlichen Aufsichtsbericht, der an das BFE übermittelt wird. Das Ziel des FiREG-Aufsichtsberichts ist es, die Liquiditätsentwicklung der systemkritischen Unternehmen zu monitoren und den Liquiditätsbedarf aufgrund ihrer Handelsaktivitäten zu antizipieren.

Zusätzlich fanden monatliche Austausche mit den systemkritischen Unternehmen zur Verbesserung und Standardisierung der übermittelten Daten statt, insbesondere mit Blick darauf, dass die Aussagen der Auswertungen miteinander vergleichbar sein sollten. Weiter ist es ein Ziel der ElCom, die übermittelten Daten auch plausibilisieren zu können. Zur Umsetzung dieses Monitorings wurde das bestehende Market Monitoring System um ein entsprechendes Modul erweitert. Vorher war die Herausforderung zu bewälti-

gen, die übermittelten FiREG-Daten in die Applikationen der ElCom zu integrieren.

Aktuell werden die Handels- und Hedging-Aktivitäten in verschiedenen Märkten, offene Positionen an Börsen und im bilateralen Handel für verschiedene Lieferperioden sowie die diesbezüglich verfügbaren Margin-Exposures analysiert. Parallel dazu werden die rapportierten Liquiditätskennzahlen und die Entwicklung der Liquidität der systemkritischen Unternehmen analysiert. Dies erfolgt auf den monatlich zur Verfügung gestellten Liquiditätsstresstests für das Margined Portfolio. In einem vierteljährlichen Austausch mit den systemkritischen Unternehmen werden diesen die Schlussfolgerungen der ElCom unterbreitet, diskutiert und abschliessend bestätigt.

Da sich die Marktverhältnisse gegenüber dem Herbst 2022 erheblich geändert haben, hat die Axpo AG im Herbst 2023 den Antrag auf Wiedererwägung ihres Darlehensantrags unter FiREG an das Generalsekretariat des UVEK gestellt. Der Liquiditätsbedarf der Axpo AG hat sich im Vergleich zum Herbst 2022 stark verringert. Hauptgrund dafür – als Folge der geringeren Strommarktpreise für Termingeschäfte – ist die Normalisierung bei der Höhe

der in bar zu leistenden Sicherheiten (Margin Calls). Auch die aufgrund der getroffenen Selbsthilfemaßnahmen entfallene Subsidiarität sprach für eine Wiedererwägung.

Gemeinsam mit dem BFE hat die ElCom die finanzielle Stabilität basierend auf den von der Axpo AG zur Verfügung gestellten Informationen analysiert und in entsprechenden Berichten zusammengefasst. Aufgrund des dargestellten positiven Gesamtbilds wurde dem Gesuch der Axpo AG um Aufhebung der FiREG-Verfügung vom 5. Dezember 2022 am 4. Dezember 2023 entsprochen. Damit entfällt der gewährte Kreditrahmen von maximal vier Milliarden Franken. Gemäss FiREG Artikel 19 Absatz 2 bleibt die Axpo AG jedoch weiterhin rapportierungspflichtig. Sie liefert seit Dezember 2023 nur noch Daten nach FiREG Artikel 19 Absatz 2, gleich wie die beiden anderen systemkritischen Unternehmen, während sie bis dahin verpflichtet war, zusätzliche Informationen nach FiREG Artikel 19 Absatz 3 zu rapportieren.

Das FiREG ist bis Ende 2026 befristet. Es soll danach von anderen Normen abgelöst werden. Dazu gehört das Bundesgesetz über die Aufsicht und Transparenz in den Grosshandelsmärkten für Energie (BATE).

6.5 Mehr Transparenz im Marktplatz Schweiz - BATE

In der Sitzung vom 16. Dezember 2022 hat der Bundesrat die Konsultation zum BATE eingeleitet. Dieses neu vorgeschlagene Gesetz verpflichtet die Marktteilnehmer dazu, der ElCom Informationen zu ihren Transaktionen und Handelsaufträgen zu übermitteln. Zusätzlich enthält es Bestimmungen, die Insiderhandel und Marktmanipulation untersagen. Ziel ist es, die Transparenz zu stärken, die Überwachung der Energiegrosshandelsmärkte zu verbessern und die Stabilität des Sys-

tems sowie die Versorgungssicherheit zu erhöhen. Es ist der erste Schritt, um den Rettungsschirm für systemkritische Stromunternehmen (FiREG) abzulösen.

Das neue Gesetz soll mehr Transparenz schaffen, die Aufsicht verbessern und so das Vertrauen in die Integrität des Energiegrosshandelsmarkts sowie die Systemstabilität in den Bereichen Strom und Gas stärken. Dazu sollen die gesetzlichen Kompetenzen im Bereich der

Aufsicht über den Strom- und Gasgrosshandelsmarkt erweitert werden. Es wird eine weitere Vorlage folgen, welche sich insbesondere den Eigenmittel- und Liquiditätsvorgaben annimmt.

Mit dem neuen Bundesgesetz BATE will der Bundesrat nun konkret folgende Punkte regeln:

- Insiderhandel und Marktmanipulation im Energie-Grosshandel sind wie in der Finanzmarktregulierung untersagt.
- Die betroffenen Marktteilnehmer sind verpflichtet, sich bei der ElCom zu registrieren und Informationen zu ihren Transaktionen und Handelsaufträgen auf dem Energie-Grosshandelsmarkt zu übermitteln.
- Zu übermittelnde Informationen sind Elektrizitäts- oder Gasprodukte, die in der Schweiz erzeugt, gehandelt, gespeichert, geliefert oder transportiert werden, einschliesslich entsprechender Derivate. Verträge mit Verbrauchern sind ausgeschlossen, es sei denn, sie haben einen erheblichen Einfluss auf die Energiepreise.
- Die Datenlieferung kann von den Marktteilnehmern delegiert werden. Die zu rapportierenden Informationen müssen über akkreditierte Datenlieferanten, sogenannte Registered Reporting Mechanismen erfolgen.
- Die betroffenen Marktteilnehmer müssen Insider-Informationen wie Kapazität, geplante und ungeplante Nicht-Verfügbarkeiten von Kraftwerken und Energieübertragungsnetzen veröffentlichen. Die ElCom kann Daten online zur Verfügung stellen, um die Transparenz zu erhöhen.
- Wie bis anhin gemäss Artikel 26a^{bis} Strom-VV müssen natürliche und juristische Personen mit Wohnsitz oder Sitz in der Schweiz, die auf dem EU-Energie-Grosshandelsmarkt Transaktionen tätigen, jene Informationen, die bereits gemäss europäischem Recht veröffentlicht oder den europäischen Behörden übermittelt wurden, auch der ElCom übermitteln und sich bei dieser registrieren lassen.
- Die ElCom wird beauftragt, Daten zu sammeln und auszuwerten, mit anderen zuständigen in- und ausländischen Behörden zusammenzuarbeiten und Informationen auszutauschen.
- Die ElCom hat die Befugnis, die Verpflichtungen der Marktteilnehmer durchzusetzen und Verstösse zu sanktionieren.
- Insiderhandel und Marktmanipulation im Energie-Grosshandel können strafrechtlich verfolgt werden.

Die neuen Vorschriften, die der Bundesrat mit der Vernehmlassungsvorlage vorschlägt, betreffen Unternehmen, die im Strom- oder Gas-Grosshandel tätig sind, einschliesslich der nationalen Netzgesellschaft und der Betreiber des Gastransportnetzes, sowie sehr grosse Endverbraucher. Diese können vom Bundesrat von der Rapportierungspflicht befreit werden. Mittlere und kleinere Netzbetreiber und Versorgungsunternehmen müssen sich nur bei der ElCom registrieren und unterliegen keinen Reporting-Verpflichtungen. Diese neuen Bestimmungen stehen im Allgemeinen im Einklang mit den EU-Vorschriften zur Integrität und Transparenz des Energie-Grosshandelsmarkts (REMIT).

6.6 Auswirkungen von REMIT 2 auf Schweizer Marktteilnehmer

Am 13. Dezember 2023 wurde in der EU eine Einigung über die Anpassung der Verordnung über die Integrität und Transparenz des Energiegrosshandelsmarkts (REMIT 1227/2011) erzielt, welche 2024 formell verabschiedet werden wird. Mit dem sogenannten REMIT 2 soll in der EU eine Verbesserung des Schutzes vor Marktmanipulation auf dem Energiegrosshandelsmarkt erzielt werden.

Im Unterschied zur aktuellen REMIT-Verordnung werden voraussichtlich die folgenden Punkte, die bereits im BATE berücksichtigt sind, neu eingeführt:

- Erweiterung der Definition der Marktteilnehmer auf Verteilernetzbetreiber, Betreiber von Speicheranlagen und Betreiber von LNG-Anlagen. Ferner wurde auch die Definition von organisierten Marktplätzen auf Energie-Kapazitätsplattformen ausgedehnt.
- In diesem Zusammenhang wurde auch die Definition der Produkte auf Verträge über die Speicherung von Strom oder Gas und damit verbundene Derivate erweitert. Angaben über Transaktionen und Handelsaufträge, die zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität oder zum Ausgleich von Abweichungen in den schweizerischen Elektrizitäts- oder Gasnetzen bestimmt sind, müssen nur von der nationalen Netzgesellschaft und von den Betreibern von schweizerischen Gastransportnetzen übermittelt werden.
- Ferner bedürfen sämtliche Insider-Informationsplattformen (IIPs), auf denen Insider-Informationen veröffentlicht wer-

den, einer Akkreditierung. Dies trifft auch auf Datenlieferanten zu, die Daten für die betroffenen Marktteilnehmer rapportieren, sogenannte Registered Reporting Mechanism (RRMs).

- Personen, die beruflich Transaktionen arranieren (PPATs), sind verpflichtet, vermeinte Verstöße zu überwachen und zu melden.

Das Ziel von REMIT 2 ist eine Annäherung der Energiemarktregulierung an die Finanzmarktrekulierung. Ein wichtiger Punkt ist dabei die Überwindung von Lücken und die Vervollständigung der Datenerhebung. Dies betrifft vor allem die Übermittlung von Orderbook-Views in gekoppelten Märkten durch organisierte Marktplätze. Weiter soll auch die Verbesserung der Markttransparenz durch eine spezielle Überwachung im Bereich von Flüssiggas (LNG) durch ACER umgesetzt werden.

Die verstärkte Überwachung des algorithmischen Handels durch die verpflichtende Implementierung von effektiven Systemen und Risikokontrollen ist derzeit noch nicht im BATE berücksichtigt. Des Weiteren ist aktuell keine Benachrichtigung der ElCom bei der Bereitstellung eines direkten elektronischen Zugangs vorgesehen. Schweizer Marktteilnehmer, die in der EU handeln, müssen neu einen Handelsbevollmächtigten in einem der EU-Staaten benennen und diesen mit einem schriftlichen Mandat bevollmächtigen, in ihrem Namen zu handeln. Um für die betroffenen Marktteilnehmer in der Schweiz keinen Zusatzaufwand und Wettbewerbsnachteil zu generieren, sollten die notwendigen Änderungen auch in das BATE aufgenommen werden.

6.7 Neues Marktdesign EU

Die Strommarktreform ist die substantielle Reaktion der EU auf die Energiekrise von 2022. Hintergrund ist vor allem die Abhängigkeit des kurzfristigen Strommarktes vom Preisdruck konventioneller Kraftwerke (insbesondere Gas). Dieser Mechanismus wird als Merit-Order-Prinzip bezeichnet. Durch die neuen Vorschriften sollen die Strompreise weniger vom Preis fossiler Brennstoffe abhängen. Hierzu wurden verschiedene Massnahmen langfristig implementiert, u. a. Preisregeln in der Merit-Order, Förderung der Erzeugung erneuerbarer Energien mittels Dif-

ferenzenverträgen, langfristige Stromlieferverträge sowie Fix-Preis-Verträge für Endkunden. Übergeordnete Ziele sind die Vermeidung übermässiger Preisanstiege im Endkundenmarkt sowie die Absicherung der Stromproduktion durch entsprechende Förderinstrumente. Die EU-Kommission, der Europäische Rat sowie das EU-Parlament haben sich am 14. Dezember 2023 mit der Strommarktreform auf ein Gesamtpaket geeinigt, welches ab 2024 umgesetzt wird. Die ElCom wird diese Entwicklung verfolgen und Implikationen auf den Schweizer Energiemarkt beobachten.

7 Internationales



Der grenzüberschreitende Stromhandel ist sowohl aus wirtschaftlicher Sicht als auch für die Versorgungssicherheit der Schweiz von grösster Bedeutung. Die ElCom begrüßt daher die Absicht des Bundesrats, ein bilaterales Stromabkommen zwischen der Europäischen Union und der Schweiz abzuschliessen.

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 gewisse Lieferungen aus Grenzwasserkraftwerken vorrangberechtigt. Drittens werden aktuell Kapazitäten im Intradayhandel nicht bepreist.

Somit wird der grössere Teil der Kapazitäten der grenzüberschreitenden Leitungen im Rahmen expliziter Auktionen zugeteilt. 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. Das ist in Europa mittlerweile Standard sowohl für Day-Ahead wie für Intraday im Rahmen der «Single Day-Ahead Coupling (SDAC)» und «Single Intraday Coupling (SIDC)».

Mittlerweile kann die Kapazität an allen Grenzen innerhalb der EU implizit vergeben werden. Mit der flussbasierten Marktkopplung (Flow Based Market Coupling – FBMC) wird die Transportkapazität an jeder Grenze in Abhängigkeit vom Preisgefälle und unter Berücksichtigung der lokalen Netzsituation optimiert und

gleichzeitig zugeteilt. Die schrittweise Einführung des FBMC durch mehr und mehr EU-Mitgliedstaaten erlaubt eine volkswirtschaftlich bessere Ausnutzung der Netzkapazitäten.

Ohne Stromabkommen mit der EU ist jedoch keine Teilnahme der Schweiz am FBMC möglich. Die Vergabe der Kapazitäten an den Schweizer Grenzen verbleibt daher je nach Grenze und Zeitraum unterschiedlich: In der Jahres-, Monats- und Day-Ahead-Auktion führt das Joint Allocation Office (JAO S.A.) an allen Grenzen der Schweiz explizite Auktionen durch. Im Intraday-Handel wird hingegen an den meisten Schweizer Grenzen das sogenannte explizite «continuous trading» mit einem «first-come-first-served»-Verfahren durchgeführt (die noch verfügbare Kapazität vergeben Swissgrid und der benachbarste Übertragungsnetzbetreiber).

Die EU und ACER sind bestrebt, die Export- und Importmöglichkeiten zu intensivieren und auf diese Weise den Wettbewerb und die Versorgungssicherheit zu stärken. Dies setzt voraus, dass jegliche Benachteiligung von Handelsflüssen zwischen Preiszonen und Ländern gegenüber rein internen oder inländischen Flüssen vermieden wird, wobei internationale Handelsflüsse aufgrund der Preisunterschiede an der Börse in der Regel von der günstigsten zur teuersten Preiszone gelenkt werden. Zu diesem Zweck sieht die EU-Verordnung 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt vom 5. Juni 2019 einen Mindestanteil von 70 Prozent der Kapazität aller Leitungen für kommerzielle, zonenübergreifende Austausche

vor, damit die Marktintegration und die Versorgungssicherheit auf gesamteuropäischer Ebene verbessert werden können. Bei diesen 70 Prozent grenzüberschreitender Kapazität sind Ausnahmen bis Ende 2025 möglich. Bei allen Nachbarländern der Schweiz außer Frankreich galten 2023 noch Ausnahmen. Insbesondere Deutschland und Österreich haben beide einen Aktionsplan veröffentlicht, der einen linearen Anstieg auf die 70 Prozent vor sieht. 2023 mussten Deutschland 40.8 und Österreich 39.0 Prozent erreichen. Mehr Informationen bezüglich der Berücksichtigung der Schweizer Flüsse in den 70 Prozent-Zielen finden sich im Kapitel 3.4 Ungeplante Flüsse.

Die Entwicklung der EU-Regelungen und -Methoden (insbesondere die 70 %-Regelung, aber auch der Ausschluss aus den Balancing-Plattformen) dürfte vermehrt zu Engpässen im Schweizer Netz und zu einem vermehrten Einsatz von operativen Entlastungsmassnahmen führen (inkl. Countertrading und Redispatch). 2022 haben die Arbeiten zur Implementierung einer neuen internationalen Methode begonnen, um die Entlastungsmassnahmen auf regionaler Ebene gemeinsam zu optimieren. Eine Teilnahme der Schweiz ist hier vorgesehen und wird von der EU begrüßt. Die Umsetzung ist frühestens für 2025 geplant. Die Vorbereitung auf nationaler Ebene, um die Teilnahme von Schweizer Marktakteuren zu ermöglichen, ist im Gange und wird von Swissgrid koordiniert. Die ElCom begleitet diese Arbeiten und vertreten die Interessen der Schweiz auf EU-Ebene in den Diskussionen zwischen Regulatoren.

7.2 Merchant Lines

Merchant Lines sind grenzüberschreitende Übertragungsnetzleitungen. Besteht eine Ausnahmeregelung, muss Dritten auf einer solchen Übertragungsleitung kein Netzzu-

gang 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. Derzeit gibt es in der Schweiz keine Merchant Lines.

Die Diskussionen über die Erstellung einer neuen Merchant Line von der Schweiz nach Italien auf einem bestehenden, nicht mehr genutzten

Trasse haben sich wieder intensiviert. Im Berichtsjahr wurde die ElCom um die Gewährung einer Ausnahme vom Netzzugang als Merchant Line ersucht. Massgebend für die Beurteilung des Gesuchs ist die Verordnung des UVEK über Ausnahmen beim Netzzugang und bei den anrechenbaren Netzkosten im grenzüberschreitenden Übertragungsnetz (VAN).

7.3 Grenzkraftwerke

Entlang der Schweizer Grenze gewinnen 30 Wasserkraftwerke elektrische Energie aus Grenzgewässern. Oftmals ist bei diesen Grenzwasserkraftwerken in alten Staatsverträgen zwischen der Schweiz und dem angrenzenden Staat die Aufteilung der Energie zwischen den Staaten geregelt. Die Lieferung der vertraglich vereinbarten Energiemenge in den angrenzenden Staat erfolgt bei einigen dieser Grenzkraftwerke über das grenzüberschreitende Übertragungsnetz. Die Kapazitäten im grenzüberschreitenden Übertragungsnetz werden grundsätzlich mittels Auktionen zugeteilt (vgl. oben Kapitel 7.2 Merchant Lines sowie nachfolgend Kapitel 7.5 Internationale Plattformen für Regelenergie).

Seit dem 1. Oktober 2017 gewährt das Schweizer Stromversorgungsrecht für Lieferungen aus Grenzwasserkraftwerken ausdrücklich einen Vorrang bei der Zuteilung von Kapazitäten im grenzüberschreitenden Übertragungsnetz. Die

deutschen Übertragungsnetzbetreiber und Behörden stufen derartige Vorränge jedoch als mit dem europäischen und deutschen Recht unvereinbar ein, weshalb die vorrangige Vergabe von Kapazitäten an der deutsch-schweizerischen Grenze nicht vollzogen werden kann. Die ElCom hat im Berichtsjahr in zwei Verfahren mittels Verfügung festgelegt, wie der Anspruch der betroffenen Grenzwasserkraftwerke auf vorrangige Kapazitätszuweisung in diesem Fall zu vollziehen ist: Die Betreibergesellschaften erwerben die erforderlichen Übertragungskapazitäten zunächst in der regulären Auktion. Anschliessend können Sie nach erfolgter grenzüberschreitender Lieferung bei der Swissgrid den Schweizer Anteil der Erlöse aus der Auktion zurückfordern.

Gegen eine der beiden Verfügungen wurde Beschwerde erhoben. Das Beschwerdeverfahren war per Ende des Berichtsjahres beim Bundesverwaltungsgericht hängig.

7.4 Auktionserlöse

Knappe grenzüberschreitende Übertragungsnetzkapazitäten werden durch Swissgrid über Auktionen zugeteilt. Die Erlöse aus diesen Auktionen werden je Grenze hälftig an Swissgrid und den ausländischen Übertragungsnetzbetreiber ausgeschüttet. Die Auktionserlö-

se können zur Deckung von Kosten grenzüberschreitender Elektrizitätslieferungen, zur Deckung der anrechenbaren Kosten des Übertragungsnetzes oder für den Erhalt und den Ausbau des Übertragungsnetzes verwendet werden (Art. 17 Abs. 5 StromVG). Swissgr-

rid stellt bei der ElCom den Antrag über die gewünschte Verwendung. Die ElCom entscheidet anschliessend über die Verwendung der Auktionserlöse (Art. 22 Abs. 2 Bst. c StromVG).

Für die Verwendung der Auktionserlöse 2022 beantragte Swissgrid vom 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 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 wie 2020 habe.

Für die Verwendung der Auktionserlöse 2023 beantragte Swissgrid wie im Vorjahr, vom 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 abzuweichen. Dazu gehören aus Sicht von Swissgrid der gemäss Systemprüfungsverfügung erwartete anteilige Abbau einer am Ende des Jahres 2021 erwarteten Unterdeckung, die Auszahlung der Enteignungsentschädigung Tranche B sowie sonstiger höherer Kosten (höherer Betriebsaufwand, höhere Abschreibungen, geringere ITC-Erlöse, höhere Kosten für nationalen Redispatch, Steuern- und kalkulatorische Zinseffekte). Die ElCom folgte diesem Antrag nicht und hielt am Verwendungsverhältnis von 65 Prozent bzw. 35 Prozent fest. Dies, weil aus ihrer Sicht die genannten Sondereffekte seit längerer Zeit vorhersehbar (Ent-

eignungsentschädigung Tranche B) und die genannten Kostensteigerungen per se nicht aussergewöhnlich waren. Mit dem Entscheid der ElCom sollte ein Teil der Auktionserlöse zur unmittelbaren Senkung der tarifrelevanten Kosten und ein grösserer Teil für den Ausbau des Übertragungsnetzes eingesetzt werden. Dadurch verringert sich das anrechenbare regulatorische Anlagevermögen, und somit sinken die anrechenbaren Kapitalkosten nachhaltig. Im Dezember 2022 stellte Swissgrid einen Antrag auf Wiedererwägung zur Verwendung der Auktionserlöse 2023. Begründet wurde dieser damit, dass sich das geopolitische wie auch marktwirtschaftliche Umfeld seit dem Entscheid der ElCom wesentlich geändert habe. Die ElCom trat auf das Wiedererwägungsgesuch mit Verfügung vom 7. Februar 2023 nicht ein: Zum einen handelt es sich laut Ansicht der ElCom beim Entscheid über die Auktionserlöse jeweils um einen Entscheid über einen abgeschlossenen Sachverhalt. Solche Entscheide werden – wie mit Swissgrid festgelegt – aus zahlreichen Gründen jeweils jährlich im Voraus getroffen, wodurch auch Änderungen der Verhältnisse berücksichtigt werden können. Zum anderen lagen aus Sicht der ElCom keine veränderten Verhältnisse vor, welche zur Fehlerhaftigkeit des Entscheids der ElCom geführt und eine Wiedererwägung gerechtfertigt hätten. Swissgrid reichte am 14. März 2023 nach Nichteintreten der ElCom auf das Wiedererwägungsgesuch beim Bundesverwaltungsgericht Beschwerde ein. Mit Entscheid A-1317/2023 vom 21. November 2023 wies das Bundesverwaltungsgericht diese Beschwerde ab und bestätigte damit das Nichteintreten der ElCom auf das Wiedererwägungsgesuch. Laut Bundesverwaltungsgericht sind weder aus Sicht der Endverbraucher noch der mittelfristigen Interessen von Swissgrid ausreichende Anhaltspunkte erkennbar, dass sich die Verfügung der ElCom vom 22. Februar 2022 wegen einer wesentlichen Sachver-

haltsänderung allenfalls als nachträglich fehlerhaft erweisen könnte. Das Urteil des Bundesverwaltungsgerichts ist rechtskräftig. Somit sind die Auktionserlöse 2023 in dem von der ElCom verfügten Verwendungsverhältnis von 65 Prozent für den Erhalt und Ausbau des Übertragungsnetzes und 35 Prozent für die Reduktion der anrechenbaren Kosten des Übertragungsnetzes einzusetzen.

Für die Verwendung der Auktionserlöse 2024 beantragte Swissgrid, vom Verwendungsverhältnis von 65 Prozent für den Erhalt und Ausbau des Übertragungsnetzes und 35 Prozent für die Reduktion der anrechenbaren Kosten des Übertragungsnetzes abzuweichen. Begründet wurde dies durch einen deutlichen Anstieg der Kosten im Vergleich zum Vorjahr unter anderem aufgrund des anteiligen Abbaus einer am Ende des Jahres 2022 erwarteten Unterdeckung, der hohen Beschaffungskosten infolge der hohen Preise an den Strommärkten sowie der zusätzlichen Aufgaben, welche Swissgrid im Hinblick auf die dro-

hende Strommangellage vom Verordnungsgeber übertragen wurden. Aus Sicht der ElCom stellten die hohen Preise an den Strommärkten sowie die zusätzlichen Kosten aufgrund der ergriffenen Massnahmen aufgrund einer drohenden Strommangellage eine Konstellation dar, die in dieser Form nicht ein zweites Mal zu erwarten sei. Aus diesem Grund erachtete es die ElCom für das Jahr 2024 als angezeigt, dass die Auktionserlöse ausschliesslich zur Deckung der anrechenbaren Kosten verwendet werden, um die Endverbraucher kurzfristig zu entlasten. Sie hiess daher im Berichtsjahr die Anträge der Swissgrid AG zur Verwendung der Auktionserlöse 2024 gut.

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.

7.5 Internationale Plattformen für Regelenergie

Regelenergie 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 Regelenergie systematisch über die nationalen Grenzen hinaus erweitert. Damit wird der Markt um 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 eingerichtet. Die Plattformen für den Austausch von Primärregelleistung (Frequency Containment Reserve FCR), langsamer Tertiärregelenergie (TERRE)

und Imbalance Netting (IN) sind in Betrieb und werden nach den aktuellsten Richtlinien weiter ausgebaut. Zwei weitere Plattformen haben im Laufe des Jahres 2022 ihren Betrieb aufgenommen, nämlich die Plattform für den Austausch von Sekundärregelenergie PICASSO im Juni und MARI (schnelle Tertiärregelenergie) im Oktober. Die Schweiz ist vorübergehend von den beiden letztgenannten Plattformen getrennt, die gleichen Mechanismen wurden jedoch auch für den lokalen Markt eingeführt. Dieser Zustand wird beibehalten, solange die Teilnahme durch die laufenden Gerichtsverfahren oder das Fehlen eines Stromabkommens verhindert wird. Die FCR-Kooperation zwischen Übertragungsnetzbetreibern besteht bereits vor der Ein-

führung der EU-Network Codes und ist nun die erste regionale Kooperation, die eine Marktharmonisierung unter der von der Guideline on Electricity Balancing (EBGL) vorgegebenen Methode realisiert.

Der allgemeine Trend, der auch die Balancing-Aktivitäten immer mehr in Richtung Echtzeit drängt, führt zu regelmässigen neuen Anpassungen bei der Gestaltung von Regelenergieprodukten und den dazugehörigen Plattformen. Die Einführung von MARI und PICASSO sowie die laufenden Diskussionen über eine Umstrukturierung von TERRE, die künftig in einem 1/4-Stunden-Takt (96 statt 24 Gates) betrieben werden soll, sind Beispiele dafür. Ein weiteres Beispiel dafür ist die Einführung von D-1 Auktionen für die Primärregelung 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 FCR-Kooperation dient der Beschaffung von Primärregelleistung im europäischen 50 Hertz-Synchronegebiet, der Senkung der Beschaffungskosten und der Schaffung von Markteintrittsanreizen für neue Regelenergiedienstleister und Technologien. Die ElCom ist

zusammen mit anderen Regulatoren und Stakeholdern aktiv an der Kooperation beteiligt.

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. In Bezug auf die Teilnahme an der TERRE-Plattform hat die Generaldirektion Energie der EU-Kommission eine negative Entscheidung getroffen, die eine längerfristige 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.

7.6 Internationale Gremien

Gemäss Artikel 22 Absatz 5 StromVG koordiniert die ElCom ihre Tätigkeit mit ausländischen Regulierungsbehörden; sie vertritt die Schweiz in den entsprechenden Gremien.

Seit der Kündigung des Memorandum of Understanding mit der ElCom durch ACER in 2021, das eine Teilnahme der ElCom in ACER-Arbeitsgruppen erlaubte, ist die ElCom

bestrebt, diesen Informationsmangel auf EU-Ebene durch bilaterale Austausche zu kompensieren und die Interessen der Schweiz weiterhin durchzusetzen. Treffen auf Stufe Kommission mit den Regulatoren der Nachbarländer finden in regelmässigem Abstand statt. Im Jahr 2023 fanden zwei bilaterale Treffen statt, eines zwischen der ElCom und der Bundesnetzagentur in Bonn, das andere mit E-Control in Wien.

Mit den Regulatoren von «Italy North» findet ein multilateraler und regelmässiger Kontakt auf technischer Ebene statt, und zwar im Rahmen der Implementierung der Methoden zur Kapazitätsberechnung (CACM GL) und zum Systembetrieb (SO GL). Die ElCom und Swissgrid sind in diese Arbeiten vollständig integriert, aber ohne offizielles Stimmrecht. Treffen werden meistens ad-hoc einberufen.

Bei «Core» verläuft die Kooperation formeller, insbesondere aufgrund der viel grösseren Anzahl an Ländern. Die IG (Implementation Group) tagt sechs Mal im Jahr mit Vertretern der Regulatoren und Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Ein Tag vor dem IG-Meeting findet ein vorbereitendes Treffen unter Regulatoren statt. Die ElCom wird zwar dazu eingeladen, aber nur für jene Traktanden, welche die Schweiz direkt betreffen.

Aktuell bearbeitet die IG verschiedene Themen, so die Berücksichtigung der Schweiz in der DA-Kapazitätsberechnungsmethode, die Implementierung der Methode zur Koordination von Entlastungsmassnahmen (ROSC) sowie die Vorbereitung des Mergers ITN/Core. Zum letzten Punkt fanden 2023 zwei zusätzlichen Kick-Off-Meetings in München und Rom statt, an denen die ElCom und Swissgrid die Interessen der Schweiz vertraten. Ende 2023 wurde das sogenannte «Merger Sponsor Team» kreiert, in dem die fünf ÜNB von «Italy North» (inkl. Swissgrid), die NRAs von Frankreich, Österreich und Italien sowie die ElCom und ACER vertreten sind. Ziel ist es, die Vorbereitungsarbeiten für den Merger zu koordinieren.

Ferner ist die ElCom im Rat der europäischen Energieregulierungsbehörden (CEER) mit Beobachterstatus dabei. CEER und die ihr angehörenden Regulierungsbehörden waren wie ACER im Jahr 2023 weiterhin besonders gefordert, da die Fülle an Gesetzesrevisionen in der EU und die Energiekrise einen grossen

Teil ihrer Zuständigkeiten und den Gas- und Stromverbraucherschutz berühren. CEER war auch an den Vorbereitungen des achten WFER (World Forum on Energy Regulation) beteiligt (Lima, August 2023). Die ElCom hat auf eine Teilnahme verzichtet.

Das «OECD Network of Economic Regulators (NER)» feierte 2023 ihr zehn-jähriges Bestehen. Es befasst sich seit 2021 mit der Ressourcenausstattung und der strategischen Planung und Leistungsbewertung der Wirtschaftsregulierungsbehörden sowie im breiteren Rahmen mit den horizontalen Themen "Green Government" und Innovationsförderung, die seit 2022 die ganze Arbeit der OECD prägen. Im Jahr 2023 vertiefte das NER seine Arbeiten und Indikatoren zur Governance der sektoriellen Regulierungsbehörden (Bericht wird für 2024 erwartet) und zur Nutzung der Digitalisierung, von Big Data und von quantitativen Analysen, um die Effizienz regulatorischer Entscheide zu verbessern und ihre konkrete Wirkung zu messen.

Wie letztmals 2018 unterzog die Internationale Energieagentur (IEA) im Jahr 2023 in Zusammenarbeit mit dem BFE die schweizerische Energiepolitik einer Tiefenprüfung. Sie empfiehlt unter anderem den Ausbau der Stromnetze und die Beschleunigung der Bewilligungsverfahren im Zusammenhang mit kritischen Energieinfrastrukturen oder erneuerbaren Energien, um die Energiewende zu unterstützen sowie die Abhängigkeit der Schweiz von Importen, vor allem im Winter, zu begrenzen.

Des Weiteren regt die IEA an, die schweizerischen Vorschriften für den Elektrizitätsmarkt an die Gesetzgebung der EU anzugeleichen sowie die Rechtsgrundlagen für den Gasmarkt zu schaffen, die auch die Bildung einer unabhängigen nationalen Regulierungsbehörde beinhalten sollen, welche diesen Markt be-

aufsichtigt. Nach Einschätzung der IEA könnte sich die Schweiz mit diesen Reformen auf eine mögliche Integration in den europäischen Strombinnenmarkt vorbereiten.

Der Bundesrat und die Europäische Kommission beabsichtigen überdies, die Verhandlungen über ein bilaterales Stromabkommen zwischen der Schweiz und der EU im Jahr 2024 wieder aufzunehmen; parallel dazu sollen bislang ebenfalls blockierte Verhandlungen über eine engere Zusammenarbeit in diversen anderen Bereichen (Personenfreizügigkeit, Forschung, Gesundheit usw.) weitergeführt werden.

Vor dem Hintergrund der aktuellen Krise setzte die EU ihre Anstrengungen zur Verringerung ihrer Abhängigkeit von russischem Erdgas und allgemein von fossilen Energieträgern fort. Zu diesem Zweck verlängerte sie verschiedene Notfallmassnahmen. Einige davon wurden in die vorgezogene Reform des EU-Rechtsrahmens für die Gestaltung des Strommarktes aufgenommen, mit dem Ziel, die Energiewende in der EU zu beschleunigen, stabilere und wettbewerbsfähige Energiepreise zu fördern sowie die Versorgungssicherheit der EU, ihrer Industrie und der Konsumentinnen und Konsumenten durch weitere Massnahmen zu schützen, welche den anhaltenden geopolitischen und wirtschaftlichen Unsicherheiten Rechnung tragen (siehe Kapitel 6.7 Neues Marktdesign EU).

Diese Reform des EU-Strommarktdesigns (EU Electricity Market Design) wird von einer Reform des Gas- und Wasserstoffmarktes der EU flankiert, wodurch unter anderem Synergien freigesetzt werden sollen. Das Ziel lautet, die Widerstandsfähigkeit des Gassystems zu stärken und erneuerbare und kohlenstoffarme Gase zu fördern (deren Anteil in der EU soll von 5 % im Jahr 2023 auf 66 % im Jahr 2050 erhöht werden). Damit wird das Enddatum für langfristige Verträge über fossiles Gas auf das

Jahr 2049 begrenzt sowie die Schaffung eines Marktes und der speziellen Infrastruktur für Wasserstoff unterstützt (bis 2030 werden 40 GW Elektrolyseleistung für erneuerbaren Wasserstoff angepeilt). Der Handel mit Nichtmitgliedstaaten der EU wird erleichtert und ein europäisches Netzwerk der Wasserstoffnetzbetreiber (ENNOH – European Network of Network Operators for Hydrogen) eingerichtet.

Eine weitere wichtige Änderung betrifft die Überarbeitung der Verordnung (EU) 1227/2011 (REMIT-Verordnung), mit der ACER zusätzliche Kompetenzen übertragen werden und die einen besseren Schutz der EU vor Marktmanipulation auf den Strom- und Gasgrosshandelsmärkten bewirken soll (siehe Kapitel 6.2 Markttransparenz im Stromgrosshandel und 6.7 Neues Marktdesign EU).

Weitere Reformen der EU erfolgten im Zusammenhang mit ihren Verpflichtungen aus dem Klimaübereinkommen von Paris (2015), ihrem Grünen Deal (EU Green Deal; 2019) und der Intention, dass die EU-Wirtschaft bis 2050 als erste der Welt klimaneutral werden soll (Kernenergie kann dabei eine Rolle spielen). Die EU setzt dabei insbesondere auf

- Energieeffizienz: Mit der neuen Richtlinie (EU) 2023/1791 zur Energieeffizienz (EED III) soll der Endenergieverbrauch EU-weit bis 2030 um mindestens 11,7 Prozent gegenüber dem Jahr 2020 gesenkt werden (das bedeutet eine Reduzierung um mindestens 40 % gegenüber 2007 statt der bis dahin für 2030 angestrebten 32,5 %) und
- erneuerbare Energien: Die überarbeitete Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU) 2023/2413 (RED III) legt fest, dass der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch bis 2030 zwingend 42,5 Prozent erreichen muss (im Jahr 2022 betrug dieser Anteil noch 23 %).

Als indikatives Ziel werden 45 Prozent angestrebt (die vorherige Fassung der Richtlinie [EU] 2018/2001 [RED II] sah lediglich einen Anteil von 32 % vor). Die vereinfachten und beschleunigten Bewilligungsverfahren für Projekte im Bereich der erneuerbaren Energien sollten dazu beitragen, dieses Ziel zu erreichen.

Ausserdem hat die EU 2023 eine Strategie zur Förderung von Solar- und Windenergie definiert und wird ihre Unterstützung für die Energieinfrastruktur in den kommenden Jahren intensivieren. U. a. beabsichtigt sie, 400 Milliarden Euro in den Ausbau der Offshore-Netzinfrastruktur bis 2050 zu investieren, um Windparks in der EU und in britischen und norwegischen Gewässern anzuschliessen und dadurch eine massive Zunahme der Windenergie zwischen 2030 und 2050 zu ermöglichen.

Dazu müssten die EU-Länder u. a. kohärente Energie- und Klimapläne und umsetzbare Reformen der eigenen nationalen Energiemarkte für den Zeitraum bis 2030 aufstellen. Für die EU ist ein robuster Regulierungsrahmen

für die Entwicklung der Energiemarkte unerlässlich. Er muss den Energieverbrauchern (darunter den schutzbedürftigen Verbrauchern) und der Dekarbonisierung zugutekommen.

Neben dem Energiesektor sind seit 2021 viele andere Sektoren von rund hundert weiteren Gesetzesreformen betroffen (Industrie, Bauwesen, Verkehr, Landwirtschaft usw.; Paket «Fit für 55» [Fit for 55] der EU). Ein grosser Teil des europäischen Rechts steht damit im Einklang mit der verbindlichen Zielvorgabe des europäischen Klimagesetzes (Verordnung [EU] 2021/1119), die Nettotreibhausgasemissionen innerhalb der EU bis 2030 gegenüber dem Jahr 1990 um mindestens 55 Prozent zu senken.

Mit der Revision des Klimagesetzes wird ein neues Klimaziel festgelegt und werden neue Zwischenziele für das Jahr 2040 beschlossen. Die Überarbeitung dieses Gesetzes wird bei der nächsten Europawahl (im Juni 2024) ein Thema sein und für das neu gewählte EU-Parlament und die neu besetzte europäische Kommission in der Legislaturperiode 2024–2029 eine Herausforderung darstellen.

8 Ausblick

Versorgungssicherheit und Internationales

Am Ende des Berichtsjahrs zeigt sich der Ausblick auf die Versorgungssicherheit für 2024 deutlich entspannter als noch vor einem Jahr: Die Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke ist so hoch wie schon länger nicht mehr und auch die Verfügbarkeit von Gas erscheint perspektiv relativ gut gesichert. Diese positive Entwicklung widerspiegelt sich auch in den Terminmarktpreisen und dürfte – allerdings mit Verzögerung – auch wieder zu tieferen Strompreisen bei den Endkunden führen. Aufgrund der aktuellen geopolitischen Lage kann dennoch keine vollständige Entwarnung gegeben werden. Konflikte entlang der Lieferketten der Gas- und Ölversorgung haben weiterhin das Potenzial, die Versorgungssituation wieder zu verschärfen. Deshalb ist auch für den kommenden Winter die Bereitstellung einer thermischen sowie einer Wasserkraftreserve geplant.

In Zukunft dürfte auch das Thema Netzverfügbarkeit an Bedeutung zunehmen. Hier stehen folgende Fragen im Zentrum: Kann der Anschluss von dezentraler Produktion gewährleistet werden? Können neue Leitungen oder der Ersatz von bestehenden Leitungen in der erforderlichen Zeit bewilligt und realisiert werden? Der sogenannte Netzexpress könnte dazu beitragen, die Situation zu verbessern.

Im internationalen Kontext liegt ein Fokus auf der verbesserten Koordination bei der Berechnung der grenzüberschreitenden Netzkapazität. Die dazu erforderlichen Arbeiten auf technischer Ebene sind relativ weit vorangeschritten. Ziel ist es, dass die Schweizer Netzsicherheit und dabei auch die Import- und Exportmöglichkeiten auch bei der weiteren Optimierung auf europäischer Ebene gewährleistet werden können. Herausfordernd werden hier die Zielkonflikte bei der Optimierung und das Erfordernis der Einstimmigkeit der involvierten ÜNB und Regu-

latoren. Dazu gehört auch die Sicherstellung der Systemstabilität für Handelsgeschäfte nahe Echtzeit. Dieser Bereich wird aufgrund der zunehmenden Volatilität und der geografisch weiträumigeren Optimierung immer wichtiger. Außerdem ist auf die Vorbereitungsarbeiten für ein Stromabkommen hinzuweisen. Die Verhandlungen zwischen der EU und dem Bundesrat wurden diesbezüglich wieder aufgenommen. Rechtssicherheit ist wichtig für die weitere Optimierung des kontinentalen Systembetriebs. Allerdings ist es nach Einschätzung der ElCom unabdingbar, unabhängig vom Abschluss eines Stromabkommens eine angemessene inländische Produktionsfähigkeit sicherzustellen.

Marktüberwachung

Auf europäischer Ebene wurde 2023 eine vorläufige Einigung über die Änderung der Verordnung über die Integrität und Transparenz des Energiegrosshandelsmarkts erreicht, welche voraussichtlich im Jahr 2024 in Kraft gesetzt werden wird. Auch die ElCom wird zukünftig der Analyse der Preisentwicklungen auf Regelenergiemarkten sowie der Effizienz und der Angemessenheit der Preise auf diesen Märkten mehr Augenmerk schenken. Weiterhin im Fokus der Marktüberwachung der ElCom sind Analysen im Nachgang zu den extremen Marktverwerfungen der vergangenen Krise. Dabei werden die Gründe und die Nachvollziehbarkeit der kurzzeitigen extremen Preisausschläge an den Strombörsen analysiert.

Im Verlaufe des 2024 werden auf Ebene der Gesetzgebung zwei Vorlagen behandelt, die für die Marktüberwachung der ElCom von Bedeutung sind. Dabei geht es einerseits um das Bundesgesetz über die Aufsicht und Transparenz auf den Energiegrosshandelsmärkten (BATE), welches auch ein Verbot von Insiderhandel und Marktmanipulation vorsehen soll. Anderseits ist eine weitere Vorlage in Vorbereitung, welche den finanziellen Ret-

tungsschirm für systemkritische Unternehmen (FiREG) ablösen soll und anstelle dessen Vorgaben etwa hinsichtlich Liquidität, Kapitalausstattung oder Business Continuity (BCM) machen soll. In beiden Fällen würde der ElCom eine Aufsichtsfunktion zukommen.

Preise und Tarife

Aufgrund der anhaltend hohen Energietarife wird die ElCom auch 2024 ihr verstärktes Engagement bei der Prüfung von Energiekosten bei den Netzbetreibern weiterführen. Schwerpunkte werden hier Themen wie effiziente Energiebeschaffung, Beschaffung zu angemessenen Preisen in Konzernbeziehungen und unter Kreuzbeteiligungen sowie im Bereich der Herkunfts nachweise bilden.

Daneben werden Vorbereitungen für die Umsetzung neuer regulatorischer Anforderungen im Hinblick auf eine Inkraftsetzung des Mantelerlasses Anfang 2025 eingeleitet. Mit Blick auf die nach wie vor hohen Tarife für die Elektrizität und die Tatsache, dass die Endkunden auch in der aktuellen Revision des StromVG nicht das ursprünglich vorgesehene Recht erhalten, ihren Lieferanten für Strom frei zu wählen, wird die ElCom ihre Monitoring- und Prüfaktivitäten im Bereich Energie – also Energiebeschaffung, Energieprodukte, Energiekosten – weiterführen.

Weiter werden die neuen Regelungen aus dem Mantelerlass im Hinblick auf nötige Anpassungen der Monitoring- und Prüfaktivitäten untersucht und entsprechende Prüfstrategien abgeleitet – in Abhängigkeit davon, wie die Ausführungsbestimmungen zum Mantelerlass ausgestaltet sind bzw. wie das Referendum zum Mantelerlass ausfallen wird. Zudem wird auch 2024 der Bereich der datenanalytischen Monitoring- und Prüfaktivitäten für risiko- und wirkungsorientierte Kosten- und Tarifprüfungen weiter auf- und ausgebaut.

Verfahren

Bei den Verfahren stehen zahlreiche Entscheide zum Smartmeter-Rollout an, neu unter anderem im Zusammenhang mit dem Strahlenschutz oder bezüglich Mehrkosten für manuelle Ablesungen. Auch die Durchschnittspreismethode und der Abbau von Unterdeckungen wird die ElCom weiter beschäftigen. Weiter häufig ist eine Streitigkeit zum Netznutzungsvertrag der Swissgrid mit einem Nachlieger und die Frage, wer Ausgleichsenergiokosten infolge einer Anordnung von Swissgrid bezüglich Kraftwerkseinsatz zu tragen hat. Zudem wird die ElCom über Anforderungen zu entscheiden haben, welche ein Netzbetreiber an die Steuerungsmöglichkeit einer PV-Anlage stellt.

9 Über die ElCom



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

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

orientierten 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: 604

Anzahl Netzebenen: 7

Kilometer Stromnetze (Freileitungen und Kabel, inkl. Hausanschlüsse): Total rund 226'000 km | Netzebene 1 – rund 6'650 km | Netzebene 3 – rund 8'650 km | Netzebene 5 – rund 48'500 km | Netzebene 7 – rund 168'500 km

Anzahl Messpunkte: 5.8 Mio.

Anzahl Rechnungsempfänger: 5.6 Mio.

Jährliche Investitionen: rund 1.4 Mia. Franken

Jährlicher Stromkonsum: 2021 58.1 TWh | 2022 57 TWh

Produktion: 2021 64 TWh | 2022 63.5 TWh (inkl. Verbrauch Speicherpumpen)

Stromimport: 2021 31 TWh | 2022 33.1 TWh

Stromexport: 2021 29.1 TWh | 2022 29.7 TWh

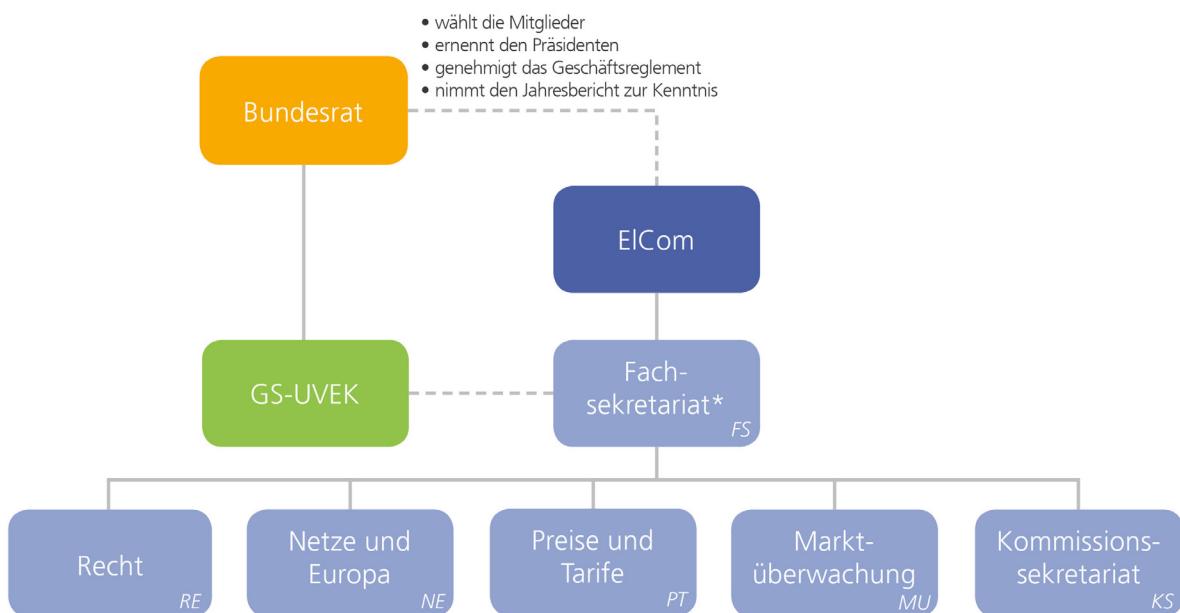
Quelle: BFE, Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2022

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 setzte sich im Berichtsjahr wie folgt zusammen:

Präsident:

- Werner Luginbühl (seit 2020): Altständererat

Vizepräsidentin:

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

Mitglieder:

- Katia Delbiaggio (seit 2020): Dr. rer. pol., Professorin für Volkswirtschaft am Departement Wirtschaft der Hochschule Luzern
- Sita Mazumder (seit 2018): Dr. oec. publ., Professorin für Wirtschaft und Informatik am Departement Informatik der Hochschule Luzern
- Jürg Rauchenstein (seit 01.09.2022): Dipl. El. Ing. ETH , Entwicklungingenieur bei ABB

- Andreas Stöckli (seit 2019): Dr. iur., Rechtsanwalt, Professor für Staats- und Verwaltungsrecht an der Universität Freiburg
- 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
- Jürg Rauchenstein

Netze und Versorgungssicherheit

- Jürg Rauchenstein (Vorsitz)
- Werner Luginbühl

- Katia Delbiaggio
- Felix Vontobel

Internationale Beziehungen

- Felix Vontobel (Vorsitz)
- Werner Luginbühl
- Laurianne Altwegg
- Jürg Rauchenstein

Marktüberwachung

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

Vertretung von Geschlechtern und Sprachregionen

In der EICom 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 EICom vertreten: Deutsch fünf Personen, Französisch und Italienisch jeweils eine Person.

9.1.2 Fachsekretariat

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

Fachsekretariat zählte per 31. Dezember 2023 45 Mitarbeitende und drei Praktikant/innen in Voll- oder Teilzeitpensum. Umgerechnet entspricht dies 39.5 Vollzeitstellen («Full time equivalents, FTE», ohne Praktikanten). Von den Mitarbeitenden sind 17 Frauen und 28 Männer, was einem Frauenanteil von 37.8 Prozent entspricht. Das Durchschnittsalter aller Mitarbeitenden beträgt 45.9 Jahre. Die Amtssprachen sind wie folgt vertreten: (ohne PraktikantInnen):

- Italienisch: 4 Mitarbeitende
- Französisch: 8 Mitarbeitende
- Deutsch: 33 Mitarbeitende



**Geschäftsführer des
Fachsekretariates
(45 Mitarbeitende)**

Urs Meister
Dr. oec. publ.



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

Michael Bhend
Dipl. Ing. ETHZ



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

Barbara Wyss
Dr. oec. publ.



**Sektion Recht
(10 Mitarbeitende)**

Nicole Zeller
lic. iur., Rechtsanwältin



**Sektion
Marktüberwachung
(7 Mitarbeitende)**

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



**Sektion
Kommissionssekretariat
(7 Mitarbeitende)**

Simon Witschi
M.A.

9.2 Kommunikation und Öffentlichkeitsprinzip der Verwaltung

Als Teil der Bundesverwaltung untersteht die ElCom dem Bundesgesetz über das Öffentlichkeitsprinzip der Verwaltung (Öffentlichkeitsgesetz; BGÖ). Dieses Gesetz ermöglicht der Öffentlichkeit im vorgegebenen Rahmen den Zugang zu amtlichen Dokumenten. Betrifft das Zugangsgesuch Daten Dritter (z. B. eines Netzbetreibers) ist dieser anzuhören und erhält immer die Möglichkeit, vor Gewährung des Zugangs allenfalls den Erlass einer anfechtbaren Verfügung zu

erwirken. Im Berichtsjahr sind bei der ElCom mehrere Gesuche nach Öffentlichkeitsgesetz eingegangen, zudem wurde sie zu bei anderen Verwaltungseinheiten eingegangenen Gesuchen angehört. Die Bearbeitung der bei der ElCom eingereichten Gesuche war grösstenteils mit erheblichem Aufwand verbunden. In einem Fall wurde ein Schlichtungsverfahren vor dem Eidgenössischen Datenschutz- und Öffentlichkeitsbeauftragten (EDÖB) eingeleitet.

9.3 Finanzen

Der ElCom stand im Berichtsjahr ein Budget von 13.5 Millionen Franken zur Verfügung. Effektiv ausgegeben wurden rund 12.8 Millionen Franken. Dieser Betrag deckte den gesamten Personal- und Betriebsaufwand der ElCom inklusive besonderer Zusatzausgaben im Zusammenhang mit der Ablösung bestehender IT-Systeme (insb. neues Daten-

einlieferungssystem EDES). Den Ausgaben stehen Einnahmen in der Höhe von rund 4.8 Millionen Franken gegenüber, die von Swissgrid als Aufsichtsabgabe für die Zusammenarbeit der ElCom mit ausländischen Behörden sowie von den Parteien über Verfahrensgebühren finanziert wurden.

9.4 Veranstaltungen

ElCom-Forum 2023

Die dreizehnte Ausgabe des ElCom-Forums fand am 17. November 2023 im Zentrum Paul Klee in Bern statt. Rund 300 Personen aus der Energiebranche haben sich Referaten und Diskussionen zum Thema Marketdesign zugewandt. Hochkarätige Redne-

rinnen und Redner aus Branche, Verwaltung und Wissenschaft haben dabei eine Standortbestimmung vorgenommen und die aktuellen und kommenden Herausforderungen diskutiert. Das ElCom-Forum 2024 ist am 15. November geplant.

Informationsveranstaltungen für Netzbetreiber

Die ElCom hat 2023 im Frühling insgesamt sieben – zum Teil virtuelle, zum Teil vor Ort – Informationsveranstaltungen für Netzbetreiber durchgeführt. Behandelt wurden aktuelle Themen aus dem Bereich Preise und Tarife, hohe Marktpreise, rechtliche Neuerungen sowie das Neueste der Energiepoli-

tik des BFE. An den Veranstaltungen in drei Sprachen nahmen insgesamt rund 600 Personen teil. Sowohl für die Teilnehmenden wie auch für die Mitarbeitenden der ElCom und des BFE bildeten diese Anlässe wiederum eine willkommene Gelegenheit für einen fachlichen Austausch.

Workshop Marktüberwachung

Wie in den Vorjahren fand im Juni 2023 ein Workshop des Fachbereichs Marktüberwachung statt. Im Fokus des Workshops 2023 standen die aktuellen Entwicklungen der

Marktüberwachung in der Schweiz, der Schweizer Markttransparenzbericht und die neuen Aufsichtsaufgaben unter FiREG.

10 Anhang

10.1 Geschäftsstatistik

Im Jahr 2023 sind insgesamt 254 neue Fälle eingegangen, 269 Fälle waren aus dem Vorjahr übertragen worden. Von diesen Fällen konnten im Berichtsjahr 149 Fälle erledigt werden. Bei den einfachen Anfragen handelt es sich um Routine-Anfragen, welche über das Kontaktformular der ElCom-Website oder per Mail eintreffen. Solche Anfragen erfordern meist einen Bearbeitungsaufwand, der wenige Stunden oder Tage

dauert. In seltenen Fällen führen einfache Anfragen zu Verfahren. Im Jahr 2023 sind 891 solcher einfachen Anfragen eingegangen. Die Anfragen sind auf das hohe Interesse gegenüber den Themen Tarife und Versorgungssicherheit zurückzuführen. Die einfachen Anfragen konnten – bis auf 35 Anfragen – vollständig abgearbeitet werden (97 Prozent). Insgesamt wurden im Berichtsjahr 24 Verfügungen erlassen.

Art des Geschäfts	Übertrag aus Vorjahren	Eingang 2023	Erledigt 2023	Übertrag ins 2024
Spezifische Eingaben Tarife	96	15	26	85
Netzverstärkungen	31	138	22	147
Restliche Fälle	142	101	101	142
Total	269	254	149	374
Einfache Anfragen	32	894	891	35
Total inkl. einfache Anfragen	301	1148	1040	409

Tabelle 8: Geschäftsstatistik 2023 der ElCom

10.2 Sitzungsstatistik

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

insgesamt zwölf Ganztages- und 26 Halbtagsessitzungen im Inland teilgenommen. Einmal pro Jahr trifft sich die ElCom zu ihrer Retraite und sucht vor Ort den Kontakt mit den Netzbetreibern. Im Berichtsjahr hat sich die Kommission zur Retraite in Neuenburg getroffen.

10.3 Publikationen

Weisungen

07.03.2023	WACC Produktion
14.03.2023	Abrufordnung der Kraftwerke der Winterreserve 2022/2023
13.04.2023	Eckwerte für die Errichtung einer Wasserkraftreserve im hydrologischen Jahr 2023/2024
28.04.2023	Verfügbarkeitsperiode für Reservekraftwerke und Notstromgruppen im Winter 2022/2023
10.11.2023	Abrufordnung der Kraftwerke der Winterreserve 2023/2024

Mitteilungen

07.03.2023	Häufige Fragen zu Grundversorgung, Ersatzversorgung und Rückliefervergütung
25.05.2023	Faktenblatt Wasserkraftreserve 2023/2024
06.06.2023	Aufhebung der Gewinnoptimierungsmöglichkeiten zulasten Grundversorgung
06.07.2023	FAQ zur Rückerstattung von Kosten für notwendige Netzverstärkungen
12.07.2023	Fahrweise KKW Beznau
21.08.2023	Vernehmlassung zur Änderung der Verordnung über die Errichtung einer Winterreserve
18.09.2023	Vernehmlassung zur Änderung des Stromversorgungsgesetzes (Stromreserve)
24.11.2023	Positionspapier zur Kostentragung bei Ausserbetriebsnahmen von Netzelementen
14.11.2023	Fragen und Antworten zur Energiestrategie 2050 (Update)
14.11.2023	Steigende Elektrizitätspreise: Fragen und Antworten zur unterjährigen Anpassung der Elektrizitätstarife, zur Grundversorgung und Ersatzversorgung sowie zur Rückliefervergütung (Update)

Berichte und Studien

30.05.2023	Bericht Regelleistung und Regelenergie 2022
05.06.2023	Markttransparenz 2022 - Bericht der ElCom
22.06.2023	Tätigkeitsbericht der ElCom 2022
28.07.2023	Einschätzungen der ElCom zur Stromversorgungssicherheit Schweiz bis 2035
28.07.2023	Aktualisierung der Berechnung zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit 2025
15.09.2023	Stromversorgungsqualität 2022

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.
BATE	Bundesgesetz über die Aufsicht und Transparenz in den Energierohstoffmärkten
BWL	Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung
CBCA	Cross Border Cost Allocation
CEER	Council of European Energy Regulators; Conseil des régulateurs européens de l'énergie
CMIT	CEER Market Integrity and Transparency Working Group
CORE	Kapazitätsberechnungsregion CORE setzt sich zusammen aus den ehemaligen Regionen CWE (Central West Europe) und CEE (Central East Europe)
EBGL	EU Guideline on Electricity Balancing
ECC	«European Commodity Clearing» ist eine Clearingstelle, die sich auf Energie- und Rohstoffprodukte spezialisiert hat
EDES	EIDCom Dateneinlieferungssystem
EEX	European Energy Exchange
EFK	Eidgenössische Finanzkontrolle
EIDCom	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 Strombörsen
ESMA	Europäische Wertpapier- und Marktaufsichtsbehörde
ESTI	Eidgenössisches Starkstrominspektorat
EU	Europäische Union
FCR	Frequency controlled normal operation reserve
FiREG	Bundesgesetz über subsidiäre Finanzhilfen zur Rettung systemkritischer Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft
H4	5-Zimmer Wohnung mit Elektroherd und Tumbler, ohne Elektroboiler
HS	Hochspannung
ICT	Information Communications Technology
IN	Imbalanced Netting
KKW	Kernkraftwerk
kVA	Anschlussleistung Kilovoltampere
kWh	Kilowattstunde
kWp	Kilowatt-Peak
LVG	Landesversorgungsgesetz

Margin Calls	Ein Margin Call ist eine Nachschussforderung. Sie bezieht sich speziell auf die Aufforderung an einen Anleger, zusätzliches Geld auf das Konto einzuzahlen, damit der Wert des Kontos auf einen durch die Nachschusspflicht festgelegten Mindestwert steigt. Ein Margenausgleich ist in der Regel ein Indikator dafür, dass die auf dem Margenkonto gehaltenen Handelskontrakte an Wert verloren haben (der Anleger ist Nettoverkäufer und die Preise sind gestiegen oder er ist Nettokäufer und die Preise sind gefallen)
MARI	Plattform für Austausch von schneller Tertiärregelenergie
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
NER	Network of Economic Regulators der OECD
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.
NRAs	Regulierungsbehörden (National regulatory authorities)
NS	Niederspannung
PGV	Plangenehmigungsverfahren

PICASSO	Plattform für Austausch von Sekundärregelenergie
PPA	Ein PPA ist ein Vertrag zwischen zwei Parteien, von denen die eine Strom erzeugt (der Verkäufer) und die andere Strom abnehmen möchte (der Käufer). Der PPA legt alle Geschäftsbedingungen für den Stromverkauf zwischen den beiden Parteien fest, einschliesslich des Zeitpunkts, zu dem das Projekt den kommerziellen Betrieb aufnimmt, des Zeitplans für die Stromlieferung, der Vertragsstrafen bei Nichtlieferung, der Zahlungsbedingungen und der Kündigung.
PV	Photovoltaik
PVA	Photovoltaik-Anlage
Regelenergie	Automatischer oder von Kraftwerken abrufbarer Einsatz von Elektrizität zur Einhaltung des geplanten Elektrizitätsaustausches und zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebes.
Refinitiv	Einer der weltweit grössten Anbieter von Finanzmarktdaten und -infrastruktur
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
SRL	Sekundärregelleistung.
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.
TERRE	Plattform für Austausch von langsamer Tertiärregelenergie
TRL	Tertiärregelleistung
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.
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
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)
WBF	Eidgenössisches Departement für Wirtschaft, Bildung und Forschung
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