



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Abteilung Energiewirtschaft und Versorgung

Versorgungssicherheit und Wettbewerbsentwicklungen unter dem StromVG und der StromVV

Bericht des Bundesamtes für Energie nach Artikel 27 Absatz 3
StromVV



Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	3
Tabellenverzeichnis.....	6
1. Hintergrund des Berichts	7
2. Regulierung des Strommarktes	7
2.1 Anpassungen des StromVG seit 2018	8
2.1.1 Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze	8
2.1.2 Bundesgesetz über die Informationssicherheit	8
2.1.3 Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien	8
2.1.4 Aktuelle Veränderungen.....	9
2.2 Regulierungsentwicklung seit 2018 aus Sicht der EICom	9
3. Struktur der Elektrizitätswirtschaft.....	11
3.1 Entwicklungen auf Verteilnetzebene	11
3.2 Eigentümerstruktur der Swissgrid	14
3.3 Entflechtung der Netzbetreiber.....	16
3.4 Bilanzgruppen.....	16
3.5 Kooperation, Auslagerung und Synergien	17
4. Wichtige Aspekte der Stromversorgung.....	17
4.1 Stromerzeugung	18
4.2 Wichtige Aspekte der Versorgungssicherheit	21
4.2.1 Netzbereich: Szenariorahmen und Mehrjahresplanung.....	22
4.2.2 Systemsicht: System Adequacy-Analysen (Winterproduktionsfähigkeit)	22
4.3 Netzqualität und Störungen	26
4.4 Investitionen in Netze	26
4.5 Exkurs zur Cybersicherheit.....	27
5. Entwicklungen im Grosshandel.....	27
5.1 Grosshandelsmärkte.....	28
5.1.1 Day-ahead und Intraday-Markt.....	28
5.1.2 Terminmarkt	31
5.2 Regelenergiemärkte	34
5.3 «Markt» für Reservekapazitäten	37
5.4 Markt für Herkunftsnachweise	38
5.5 Entwicklung eines PPA-Marktes.....	40
6. Grundversorgung und freier Endkundenmarkt.....	42
6.1 Entwicklung Elektrizitätsausgaben Endverbraucher	42
6.2 Energiebeschaffung der Verteilnetzbetreiber	43
6.3 Grundversorgung	44
6.4 Liberalisiertes Marktsegment.....	50
7. Weitere marktrelevante Themen	53
7.1 Eigenerzeugung, Entwicklung ZEV, Ausblick Lokale Energiegemeinschaften.....	53
7.2 Messwesen.....	55
8. Internationaler Preisvergleich.....	57
8.1 Private Haushalte	58
8.2 Industrie- und Gewerbekunden	62
9. Innovationen (Fokus Flexibilität).....	64
9.1 Ausgangspunkt: Erhöhter Flexibilitätsbedarf	64
9.2 Netzseitige Massnahmen: Dynamische Netztarife und flexible Einspeisetarife.....	66



9.3 Netz- und energieseitige Massnahmen: Flexibilitätsmärkte	67
9.4 Flexibilitätsinfrastrukturen: Speicher, Smart-Energy-Lösungen, virtuelle Kraftwerke.....	67
9.5 Netz- und energieseitige Massnahmen: Abregelung von PV-Anlagen	70
9.6 Internationale Einordnung der Entwicklung bei der Flexibilität	70
10. Entwicklung des Aussenhandels	70
10.1 Stromausserhandel	71
10.2 Entwicklung Engpassmanagement	72
11. Zusammenfassende Würdigung und Ausblick	74

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Veränderung der belieferten Gemeinden bei grossen Netzbetreibern, (Quelle: Swiss Economics, Daten aus ECom Netzbetreiberdatenbank.....	12
Abbildung 2: Anzahl Netzbetreiber pro Kanton, (Quelle: Swiss Economics, Daten aus ECom Netzbetreiberdaten).....	13
Abbildung 3: Besitzverhältnisse Schweizer Strombranche, (Quelle: Swiss Economics, Daten aus Elektrizitätsstatistik des BFE)	13
Abbildung 4: Verflechtungen der Energieversorger Quelle: Avenir Suisse (2024).....	14
Abbildung 5: Aktionariat der Swissgrid.....	15
Abbildung 6: Entwicklung der Stromproduktion (Landeserzeugung) 2013–2023, (Quellen: Gesamtenergiestatistik 2023 Tab. 24, Elektrizitätsstatistik 2023 Tab. 6b)	18
Abbildung 7: Entwicklung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (exkl. Wasserkraft) 2013–2023, (Quelle: Gesamtenergiestatistik 2023 Tab. 24).....	19
Abbildung 8: Stromproduktionsanteile und Landesverbrauch in den einzelnen Monaten des Jahres 2023, (Quelle: Elektrizitätsstatistik 2023 Fig. 10)	21
Abbildung 9: Entwicklung SAIDI 2018–2023 (Quelle: Erhebung ECom)	26
Abbildung 10: Monatliche Day-Ahead Durchschnittspreise der Schweiz, Norditalien, Frankreich und Deutschland-Luxemburg (2018 – 2020), (Quelle: Swiss Economics mit Daten von der ENTSO-E Transparency Platform).....	28
Abbildung 11: Monatliche Day-Ahead Durchschnittspreise der Schweiz, Norditalien, Frankreich und Deutschland-Luxemburg (2021 – 2023), (Quelle: Swiss Economics mit Daten von der ENTSO-E Transparency Platform).....	29
Abbildung 12: Monatliches Day-Ahead Volumen der Schweiz, (Quelle: Swiss Economics mit Daten von EPEX Monthly Reports.).....	29
Abbildung 13 : Monatliche Intraday Durchschnittspreise in der Schweiz, (Quelle: Swiss Economics mit Daten von Swiss Energy Charts.)	30
Abbildung 14: Monatliches Intraday Volumen der Schweiz, (Quelle: Swiss Economics mit Daten von EPEX Monthly Reports.)	31
Abbildung 15: Preise von Base Power Futures mit einer Lieferzeit für das folgende Lieferjahr, (Quelle: Abbildung der ECom anhand von EEX Daten.)	32
Abbildung 16: Volumen der Schweizer Futures und Anteil am Terminmarkt Europa, (Quelle: Swiss Economics mit Daten der EEX Monthly Reports.)	33
Abbildung 17: Entwicklung der Sekundär- und Tertiärregelenergiemenge, (Quelle: Swiss Economics mit Daten von Swissgrid).....	36
Abbildung 18: Entwicklung der monatlichen Durchschnittskosten pro MWh der Sekundär- und Tertiärregelenergie, (Quelle: Swiss Economics mit Daten von Swissgrid)	36
Abbildung 19: Entwicklung der Nettokosten, (Quelle: Swiss Economics mit Daten von Swissgrid).....	37
Abbildung 20: Abgänge Herkunftsnachweise, (Quelle: Swiss Economics mit Daten von Pronovo)	39



Abbildung 21: Vergleich HKN-Preise in der Grundversorgung und dem freien Markt, (Quelle: Swiss Economics mit Daten aus der Netzbetreiberbefragung der EICom)	40
Abbildung 22: Entwicklung des europäischen PPA-Marktes, (Quelle: resource-platform.eu)	42
Abbildung 23: Entwicklung Elektrizitätsausgaben seit 1990, indexiert auf 2008 (Quelle: Swiss Economics anhand Daten des BFS.)	43
Abbildung 24: Hauptvariante der Beschaffung in den Jahren 2018 und 2022, (Quelle: Swiss Economics mit Daten der EICom Netzbetreiberbefragung.)	44
Abbildung 25: Kostenbestandteile des Gesamtstrompreises für das Konsumprofil H4 (Quelle: Tarifierhebung EICom)	45
Abbildung 26: Verteilung der Grundversorgungstarife (H4) (Quelle: EICom)	46
Abbildung 27: Regionale Unterschiede der Energiekomponente 2024 (Quelle: EICom Strompreisvergleich)	47
Abbildung 28: Entwicklung Energietarif Haushaltskunden (Quelle: Swiss Economics, Daten aus EICom Strompreisvergleich)	47
Abbildung 29: Energietarifentwicklung ausgewählter Grundversorger, (Quelle: Eigene Darstellung, Daten aus EICom Strompreisvergleich)	48
Abbildung 30: Entwicklung Netztarif Haushaltskunden (Quelle: Swiss Economics, Daten aus EICom Strompreisvergleich)	49
Abbildung 31: Regionale Unterschiede der Netzkomponente 2024 (Quelle: EICom Strompreisvergleich)	49
Abbildung 32: Prozentualer Anteil berechtigter Endverbraucher im geöffneten Teilmarkt nach Anzahl und Energiemenge, (Quelle: Swiss Economics mit Daten vom Tätigkeitsbericht der EICom 2022)	51
Abbildung 33: Vergleich der Vertragspreise mit Spotmarktpreisen, (Quelle: Swiss Economics mit proprietären Daten und Daten des BFE.)	52
Abbildung 34: Vergleich der Energiepreise in der Grundversorgung mit Verträgen von Geschäftskunden eines EVU, (Quelle: Swiss Economics mit proprietären Daten und Daten der EICom)	52
Abbildung 35: PV-Anlagen mit Eigenverbrauch Quelle: VNB-Umfrage des BFE im Rahmen des Monitorberichts zur Energiestrategie 2050	54
Abbildung 36: PV-Anlagen in ZEV, Quelle: VNB-Umfrage des BFE im Rahmen des Monitorberichts zur Energiestrategie 2050	54
Abbildung 37: Entwicklung Smart Meter Rollout Quelle: VNB-Umfrage des BFE im Rahmen des Monitorberichts zur Energiestrategie 2050	56
Abbildung 38: Strompreisentwicklung in der Schweiz nach Komponente (Quelle: Swiss Economics, Daten aus EICom Strompreisvergleich und Eurostat)	59
Abbildung 39: Strompreis Haushalte im europäischen Vergleich 2023 (Quelle: Swiss Economics, Daten Strompreisvergleich EICom und Eurostat)	59
Abbildung 40: Entwicklung Energiekosten im europäischen Vergleich (Quelle: Swiss Economics, Daten Strompreisvergleich EICom und Eurostat)	60
Abbildung 41: Entwicklung Netzkosten im europäischen Vergleich (Quelle: Swiss Economics, Daten Strompreisvergleich EICom und Eurostat)	61
Abbildung 42: Entwicklung Abgaben im europäischen Vergleich (Quelle: Swiss Economics, Daten Strompreisvergleich EICom und Eurostat)	62
Abbildung 43: Internationaler Preisvergleich bei Gewerbekunden 2023 (Quelle: Swiss Economics, Daten aus EICom Strompreisvergleich und Eurostat)	63
Abbildung 44: Internationaler Preisvergleich bei Industriekunden 2023 (1.5 GWh), (Quelle: Swiss Economics, Daten aus EICom Strompreisvergleich und Eurostat)	63
Abbildung 45: Jahresdauerlinie der Leistungsänderung zur Vorstunde (Quelle: Swiss Economics, Daten von ENTSO-E)	65



Abbildung 46: Vergleich der Prognoseabweichung von 2015 bis 2023 (<i>Quelle: Swiss Economics, Daten von ENTSO-E</i>)	65
Abbildung 47: Entwicklung der Ausfuhr- und Einfuhr-Situation der Schweiz für die letzten zehn Winterhalbjahre und Kalenderjahre sowie des mittleren Saldos (rote Linie), (<i>Quelle: Elektrizitätsstatistik 2023, Tab. 27-28</i>)	71
Abbildung 48: Entwicklung der Einnahmen und Ausgaben aus dem Stromaussehenhandel sowie mittlerer Saldo (rote Linie) (<i>Quelle: Elektrizitätsstatistik 2023; S. 47</i>)	72



Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Aktive Bilanzgruppen mit Messpunkten in der Schweiz im Jahr 2024, (<i>Quelle: EEX und Swissgrid Webseite. Abgerufen am 4. Juni 2024</i>).	16
Tabelle 2: Installierte Kraftwerkskapazitäten in der Schweiz Ende 2023, (<i>Quellen: Elektrizitätsstatistik 2023, Statistik der erneuerbaren Energien 2023, Thermische Stromproduktion inklusive WKK 2023, WASTA 2024</i>).....	20
Tabelle 3: Verwendete Profile für Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden	58



1. Hintergrund des Berichts

Nach Artikel 27 Absatz 3 der Stromversorgungsverordnung (StromVV, SR 734.71) hat das Bundesamt für Energie (BFE) dem Bundesrat regelmässig einen Bericht über die Zweckmässigkeit, Wirksamkeit und Wirtschaftlichkeit der Massnahmen des Stromversorgungsgesetzes (StromVG, SR 734.7) und der Verordnung zu erstatten.

Der Bericht nach Art 27 Abs. 3 StromVV wird in Form eines Berichts mit den Kernaussagen zum dritten Mal vorgelegt. Zudem wird die vorliegende Langfassung vom Bundesamt für Energie veröffentlicht, um die interessierte Öffentlichkeit ausführlich über die Entwicklungen unter dem StromVG zu informieren.¹ Der Bericht evaluiert wichtige Entwicklungen auf dem Schweizer Strommarkt und die Entwicklung der Zielerreichung seit 2018. Nach Artikel 1 StromVG sind die Ziele wie folgt: Das Gesetz soll die Voraussetzungen für eine sichere Elektrizitätsversorgung sowie für einen wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarkt schaffen. Das StromVG soll ausserdem die Rahmenbedingungen festlegen für eine zuverlässige und nachhaltige Versorgung mit Elektrizität in allen Landesteilen und die Erhaltung und Stärkung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Elektrizitätswirtschaft.

Die Entwicklungen in der Schweizer Stromwirtschaft sind dabei teils durch andere Gegebenheiten als die Regelungen im StromVG getrieben. Wichtige Faktoren sind v.a. die Energiekrise in den Jahren 2021 bis Anfang 2023 sowie die Entwicklungen der Marktplätze und Veränderungen der regulatorischen Rahmenbedingungen in der Schweiz und der EU.

Ausserdem wird die Entwicklung des Marktplatzes Schweiz dargestellt. Grundsätzlich ist hierbei zu beachten, dass weiterhin nur eine Teilmarktliberalisierung für alle Endverbraucher mit einem Jahresverbrauchs von mindestens 100 MWh gilt.

Dieser Bericht wurde vom BFE mit Unterstützung der EICom erstellt, um die Marktgegebenheiten und die Entwicklung der Versorgungssicherheit adäquat zu beschreiben. Hierbei wurde die Vertraulichkeit der EICom vorliegenden Daten umfassend gewahrt, sofern diese in diesen Bericht anonymisiert eingeflossen sind. Weiterhin ist in den Bericht ein Gutachten von Swiss Economics eingegangen, das zeitgleich veröffentlicht wird.²

2. Regulierung des Strommarktes

In diesem Kapitel werden die Anpassungen des StromVG seit 2018 skizziert sowie ein Ausblick auf wesentliche Neuerungen durch das Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (sog. Mantelerlass) gegeben (Kapitel 2.1). Zudem wird die Regulierungsentwicklung aus Sicht der EICom kommentiert (Kapitel 2.2).

¹ Er wurde zum ersten Mal im Jahre 2013 erstellt, im Jahre 2018 wurde er in den erläuternden Bericht zur Revision des StromVG integriert.

² Swiss Economics, Wettbewerbs- und Marktsituation des Schweizer Strommarktes, Zürich, 2024



2.1 Anpassungen des StromVG seit 2018

2.1.1 Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze

Wichtige gesetzliche Anpassungen seit 2018 erfolgten im Rahmen des Bundesgesetzes über den Um- und Ausbau der Stromnetze, das Änderungen sowohl im StromVG wie auch im Elektrizitätsgesetz (EleG, SR 734.0) zur Folge hatte. Mit dem Gesetz wurden die Rahmenbedingungen für die Optimierung und die erforderliche Entwicklung der Stromnetze verbessert und die Strategie Stromnetze umgesetzt. Dies mit dem Ziel, rechtzeitig bedarfsgerechte Stromnetze zur Verfügung zu stellen. Zu diesem Zweck wurde v.a. ein Netzentwicklungsprozess mit einem schrittweisen und transparenten Vorgehen festgelegt. Das Vorgehen und die Instrumente für die Ermittlung des Entwicklungsbedarfs der Stromnetze werden definiert, die Bewilligungsverfahren für Leitungsprojekte optimiert sowie Kriterien und Vorgaben für die Entscheidungsfindung betreffend Erdverkabelung oder Freileitung vorgegeben. Ausserdem sollen der Öffentlichkeit grundsätzliche Informationen über die Netzentwicklung zur Verfügung gestellt und die Möglichkeiten zur Mitwirkung in Verfahren aufgezeigt werden. Mit dem Gesetz wurde auch eingeführt, dass die Verteilnetzbetreiber bis zum Auslaufen der Marktprämie für die Grosswasserkraft die Gestehungskosten dieser Elektrizität in die Grundversorgungstarife einrechnen müssen und Preisvorteile aus einer Marktbeschaffung des Stroms für die Grundversorgung nicht an Endkunden in der Grundversorgung weitergeben müssen.³

2.1.2 Bundesgesetz über die Informationssicherheit

Im Rahmen der Umsetzung des Bundesgesetzes über die Informationssicherheit (Informationssicherheitsgesetz ISG, SR 128) erfolgten weitere Anpassungen des StromVG, in erster Linie im Bereich Datensicherheit. Die vormalige Personensicherheitsprüfung wurde vollständig durch eine Prüfung der Vertrauenswürdigkeit gemäss ISG ersetzt. Ausserdem wurde im Zuge der Einführung einer Meldepflicht für Cyberangriffe auf kritische Infrastrukturen durch die Richtlinie (EU) 2016/11481 (NIS-Richtlinie) in der EU, eine Pflicht für die Netzbetreiber, die Erzeuger und die Speicherbetreiber zur Ergreifung von Massnahmen für einen angemessenen Schutz ihrer Anlagen vor Cyberbedrohungen eingeführt.

2.1.3 Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien

Das Bundesgesetz für eine sichere Versorgung mit erneuerbaren Energien (sog. «Mantelerlass») ist grösstenteils per 1.1.2025 in Kraft getreten. Das Gesetz umfasst neben wesentlichen Anpassungen am Energiegesetz, welche den Ausbau der erneuerbaren Energien in der Schweiz, deren Förderung und neue Effizienzverpflichtungen regeln, diverse Anpassungen im Bereich des StromVG, v.a.

- eine Neuordnung der Grundversorgung mit dem Ziel einer höheren Preisstabilität im diesem geschützten Bereich zu erreichen (Aufhebung der Durchschnittspreismethode, getrennte Portefeuilles für Grund- und Marktversorgung, 20 % Mindestanteil aus erneuerbarer Inlandproduktion, strukturierte Beschaffung). Hierzu soll es auch eine Förderung von Mittel- und Langfristverträgen und Power-Purchase-Agreements (PPA) geben. Es soll ein überwiegend erneuerbares inländisches Standardstromprodukt geben.
- die Einführung einer Flexibilitätsregulierung. Diese schafft erstmals ein Eigentumsrecht an den Flexibilitäten und ermöglicht ein Peak Shaving durch den Netzbetreiber. In der Netzplanung wird die Flexibilität im NOVA-Prinzip integriert,

³ Diese Regelung wird bei der Berechnung der Marktprämie berücksichtigt.



- Anpassungen bei der Netztarifizierung, die v.a. eine umfassende Umsetzung von dynamischen Netztarifen stützen (auch als Basistarif in der Grundversorgung),
- die Einführung einer Sunshine-Regulierung als Transparenzinstrument in Ergänzung der Kostenregulierung,
- eine Solidarisierung der Kosten für die Verstärkung der Stromverteilnetze,
- die Einführung von lokalen Energiegemeinschaften (als Pendant zu den erneuerbaren Energiegemeinschaften in der EU),
- eine Regulierung des Messwesens, welches aber im Monopol der Netzbetreiber bleibt,
- eine Speicherregulierung, welche die reinen Speicher und die Speicher mit Endkunden stärker denen der Wasserkraft gleichstellt,
- sowie eine gesetzliche Grundlage für die Bildung einer Energiereserve bei kritischen Versorgungsengpässen oder -ausfällen.⁴

Anpassungen im StromVG, die insbesondere tarifrelevante Regelungen betreffen, sollen erst per 1.1.2026 in Kraft treten.

Aus den vorgenannten Neuerungen leiten sich Vertiefungen in diesem Bericht ab. So wird dargestellt, wie die aktuellen Marktbedingungen im Bereich der Flexibilitäten sind (*Kapitel 9*). Zudem wird die Entwicklung bei den PPAs skizziert wie auch die Lage bei den Herkunftsnachweisen (*Kapitel 5*). Auch die Situation der Winterversorgung wird näher beleuchtet (*Kapitel 4*).

2.1.4 Aktuelle Veränderungen

Derzeit im parlamentarischen Beratungsprozess sind der Beschleunigungserlass, der die Verfahren für die Planung und den Bau grosser Kraftwerke für erneuerbare Energien verkürzen, um den Ausbau der Produktion vorantreiben soll (betrifft das EnG ist aber eng mit dem Rahmen des StromVG verbunden) sowie eine gesetzliche Regelung der Stromreserve im StromVG.⁵

2.2 Regulierungsentwicklung seit 2018 aus Sicht der ECom

Die zentrale Frage im Bereich der Netznutzungsentgelte ist die regulatorische Bewertung der betriebsnotwendigen Vermögenswerte für die Berechnung der kalkulatorischen Verzinsung und der Abschreibungen als Basis für die anrechenbaren Kapitalkosten. Bei der Bewertung der Netzanlagen standen für die ECom die gleichen Probleme wie in früheren Jahren im Vordergrund: eine korrekte Bewertung von Altanlagen, aber auch die korrekte Aufnahme von Anlagen, welche beispielsweise im Kontext von Netzübernahmen neu im regulatorischen Anlagevermögen aufgenommen werden. Zudem hat die ECom die Möglichkeit verneint, Bewertungsanpassungen beliebig rückwirkend vorzunehmen.⁶

In den Jahren 2020 bis 2022 hat die ECom eine Kampagne zu den Unterdeckungen durchgeführt: Hierbei geht es um bisher nie oder ungenügend in die Tarife eingerechnete Kosten, die mit dem WACC (Weighted Average Cost of Capital) zu Lasten der Endverbraucher verzinst werden durften. Im Zuge der Untersuchungen zu diesen Unterdeckungen wurden im Verlaufe der Kampagne über 70 Verfahren

⁴ Mit dem Bundesgesetz für eine sichere Versorgung mit erneuerbaren Energien wurden die Wasserkraftreserve und eine mögliche Verbrauchsreserve erfasst. Eine thermische Reserve wird bislang über die Winterreserveverordnung (WRResV) geregelt, soll aber ins StromVG übertragen werden (dies ist in der parlamentarischen Diskussion).

⁵ Zudem hat der Bundesrat im Herbst 2024 eine Vernehmlassung zu einer Revision des Elektrizitätsgesetzes durchgeführt, mit welcher die Bewilligungsverfahren für den Um- und Ausbau der Stromnetze beschleunigt werden soll.

⁶ Vgl. Weisung der ECom 1/2020 betreffend Einreichung und nachträgliche Anpassung der Kostenrechnung:



eröffnet. Bis Ende 2022 gelang es der EICom, mit dieser Kampagne das Risiko künftiger Tarifierhöhungen um insgesamt rund eine Milliarde Franken zu reduzieren.

Die EICom hat zudem vor einigen Jahren die Sunshine-Regulierung als ergänzendes Instrument zur Cost-Plus-Regulierung eingeführt. Die Sunshine-Regulierung hat zum Ziel, die Leistungen der Verteilnetzbetreiber transparenter und vergleichbarer zu machen; daraus sollen Anreize zu Verbesserungen in der Effizienz der Leistungserstellung entstehen. Nach Schaffung einer entsprechenden gesetzlichen Grundlage im Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (StromVG) ist eine Veröffentlichung dieser Ergebnisse vorgesehen. Diese Regulierungsform ergänzt die Tarifprüfungsverfahren, die sich zum Teil als sehr ressourcenintensiv erweisen. Die EICom hat ferner mit insgesamt 19 Verfügungen die Übertragung der Anlagen des Übertragungsnetzes auf die Swissgrid nach langwierigen Verfahren abgeschlossen.

Im Bereich der Energietarife ging es vornehmlich darum, die Kostenzuteilung zwischen Markt- und Grundversorgungskunden zu überwachen und damit das Risiko zu reduzieren, dass die Grundversorgung zu Gunsten von Wettbewerbsvorteilen im Marktbereich benutzt wird (Vermeidung von Quersubventionen). Mit der Revision des StromVG hat der Gesetzgeber ab 2018 den Versorgern die Möglichkeit eingeräumt, in Abweichung der Praxis der Durchschnittspreismethode die erneuerbare Energie aus Schweizer Produktion zu Gestehungskosten in die Grundversorgung einzurechnen. Damit wurde ein Instrument zur Förderung der Schweizer Wasserkraft geschaffen. Während der Phase mit relativ tiefen Marktpreisen schuf dies die Möglichkeit, eigene Produktion zu tendenziell höheren Gestehungskosten den Endverbrauchern in der Grundversorgung anzurechnen. Im Kontext der hohen Marktpreise seit 2022 drehte sich der Effekt um: Hob nun ein Netzbetreiber die Priorisierung auf und rechnete verstärkt Elektrizität zu Marktpreisen in sein Portfolio ein, stiegen die Tarife in der Grundversorgung tendenziell an. Zwar lässt dies der gesetzliche Rahmen zu, allerdings sind die Netzbetreiber angehalten, die Gründe für einen Tarifanstieg und damit die Änderung bei der Priorisierung gegenüber ihren Kunden transparent zu machen. Die EICom hat dies im Zusammenhang mit den Tarifen 2023 vertieft geprüft.

Im Bereich Energie führte die EICom in den ersten Jahren nach Inkrafttreten des Stromversorgungsgesetzes die sogenannte 95-Franken-Regel ein, um in der Grundversorgung auf einfache Art und Weise eine Beurteilung der Verwaltungs- und Vertriebskosten und des Gewinns der Netzbetreiber pro belieferte Kunde zu ermöglichen. Aufgrund einer eingehenden Analyse im Jahr 2018 legte sie ab dem 1. Januar 2020 neue Schwellenwerte von 75 Franken zur Überprüfung der Energietarife grundversorgter Endkunden fest. Dieser tiefere Wert floss in die Festlegung der Tarife für das Jahr 2020 ein. Die Angemessenheit der Schwellenwerte wurde im Jahr 2022 erneut neu beurteilt und für die Tarife ab 2024 auf 60 Franken festgelegt.

Die EICom hat zudem verschiedene Fragen im Zusammenhang mit der Bildung eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch (ZEV) gemäss Artikel 17 EnG beantwortet.⁷ Ebenfalls behandelte sie zahlreiche Anfragen und Reklamationen, welche mit der ihnen vom Netzbetreiber im Rahmen der Abnahmepflicht angebotenen Abnahmevergütung nicht einverstanden waren (sog. «Rückliefervergütung»).

Während der Corona-Pandemie stellte sich im Jahr 2020 die Frage, ob Netzbetreiber kurzfristig ihre Tarife nach unten anpassen können, um Endverbraucher zu entlasten. Eine vergleichbare Frage stellte

⁷ Dabei wurde u. a. wiederholt die Möglichkeit der Nutzung des Verteilnetzes durch den ZEV thematisiert. Weiter war die virtuelle Bildung des Messpunktes des ZEV an der Übergabestelle Thema wie auch Fragen des Eigenverbrauchs.



sich auch im Jahr 2022 im Rahmen der ausserordentlich hohen Grosshandelspreise.⁸ Die EICom verneinte solche Ansinnen, da die Vorgaben gesetzlich vorgeschrieben sind, zeigte aber über FAQs jeweils mögliche Alternativen für die Netzbetreiber, wie sie mit solchen ausserordentlichen Situationen umgehen können. Eine weitere Folge der hohen Energiepreise im Jahr 2022 war, dass viele Kunden, welche den Marktzugang gewählt hatten, wieder zurück in die Grundversorgung wollten, da die Tarife dort kurzfristig eine relative Stabilität aufwiesen. Die EICom verneinte solche Ansinnen, da der Grundsatz «einmal frei, immer frei» gilt.

Besonders aktiv war die EICom im Bereich der Versorgungssicherheit – insbesondere in den Jahren 2022 und 2023. Dazu kam die kritische Liquiditätssituation von Alpiq im Dezember 2021 und Axpo im Jahr 2022, die Bundesinterventionen in Form eines Rettungsschirms nötig machten. Die EICom hat in dieser Zeit als unabhängige Regulierungs- und Aufsichtsbehörde eine wichtige Expertenrolle innegehabt und mit den jeweiligen Behörden eng am Aufbau des «Rettungsschirms» (Bundesgesetz über subsidiäre Finanzhilfen zur Rettung systemkritischer Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft [FiREG, SR 734.91]), der Winterreserve (Verordnung über die Einrichtung einer Stromreserve für den Winter, WResV SR 734.722) und anderen Massnahmen zur Sicherung der Versorgungslage in der Schweiz zusammengearbeitet. Auch in der Vermittlung der Zusammenhänge der Energiekrise, einer möglichen Mangellage und den verschiedenen Massnahmen kam der EICom eine wichtige Rolle zu. Neu hat die EICom im Jahr 2023 auch das Liquiditäts-Monitoring der systemkritischen Elektrizitätsunternehmen nach FiREG durchgeführt.

3. Struktur der Elektrizitätswirtschaft

In diesem Kapitel wird ein Überblick über wesentliche Struktureigenschaften der Schweizer Elektrizitätswirtschaft gegeben. Zunächst wird in den Kapiteln 3.1 und 3.2 über Veränderungen in der Struktur der Verteilnetzbetreiber und des Aktionariats bei der Swissgrid berichtet. Danach wird in Kapitel 3.3. auf die Entflechtungsvorgaben eingegangen. In Kapitel 3.4 werden Veränderungen bei der Organisation der Bilanzierung dargestellt und in Kapitel 3.5 die Kooperationsformen im Strommarkt beschrieben.

3.1 Entwicklungen auf Verteilnetzebene

Die Anzahl der Verteilnetzbetreiber hat 2018 bis 2024 von 630 auf 600 abgenommen. Die Gründe hierfür liegen in Zusammenschlüssen von Netzbetreibern, Aufkäufen grösserer Netzbetreiber und in Gemeindefusionen.

Die Grösse und die geografische Verteilung der Netzbetreiber variierten weiterhin stark. Abbildung 1 zeigt die grössten Netzbetreiber gemessen an der Anzahl belieferteter Gemeinden und die Veränderungen in dieser Zeitspanne.

Bezüglich der Netzbetreibergrösse und -dichte gibt es auch grosse kantonale Unterschiede (vgl. Abbildung 2). Diese reicht von einem Netzbetreiber im Kanton Basel-Stadt bis zu 97 Netzbetreibern im Kanton Aargau. Im Vergleich zu 2018 haben diese Unterschiede jedoch abgenommen. In Kantonen mit einer hohen Anzahl von Netzbetreibern, wie Thurgau, St. Gallen oder Wallis, ist die Anzahl der Netzbetreiber am stärksten zurückgegangen.

⁸ Auch hier stellten viele Netzbetreiber Antrag, ihre Tarife unterjährig zu korrigieren oder aber ihre Tarife erst im Laufe des Herbstes zu publizieren.



In der Abbildung 3 werden die Besitzverhältnisse in der Schweizer Strombranche auf Basis der Kapitalverhältnisse aufgezeigt.⁹

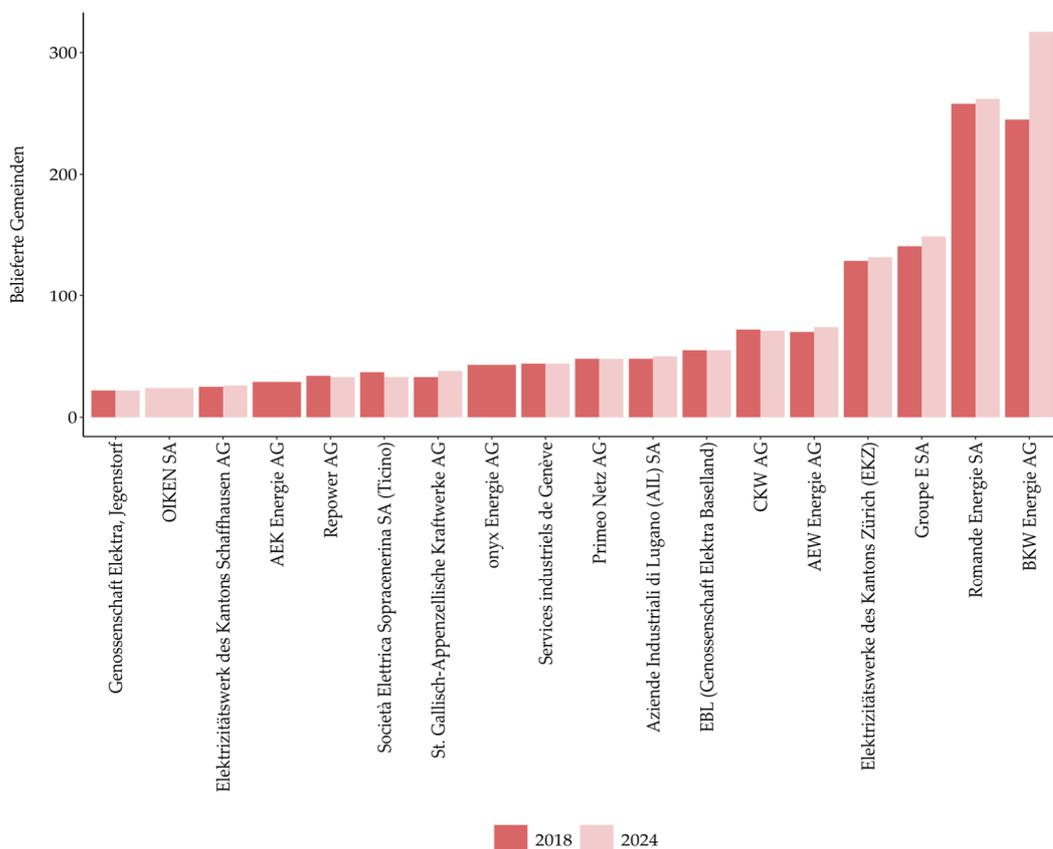


Abbildung 1: Veränderung der belieferten Gemeinden bei grossen Netzbetreibern, (Quelle: Swiss Economics, Daten aus El-Com Netzbetreiberdatenbank¹⁰)

⁹ Elektrizitätsstatistik des BFE (2021), welche 90 Prozent der Schweizer Energieproduktion und 81.7 Prozent der Verteilung an Endverbraucher abdeckt.

¹⁰ Bei Netzbetreibern, die nur im Jahr 2018 bzw. 2023 existierten nur eine Farbe.

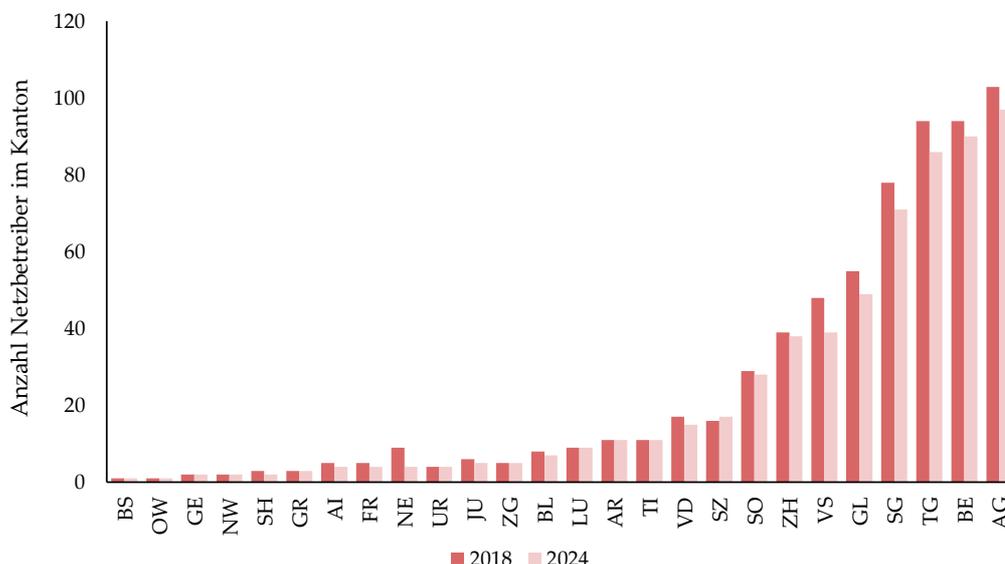


Abbildung 2: Anzahl Netzbetreiber pro Kanton, (Quelle: Swiss Economics, Daten aus ECom Netzbetreiberdaten)

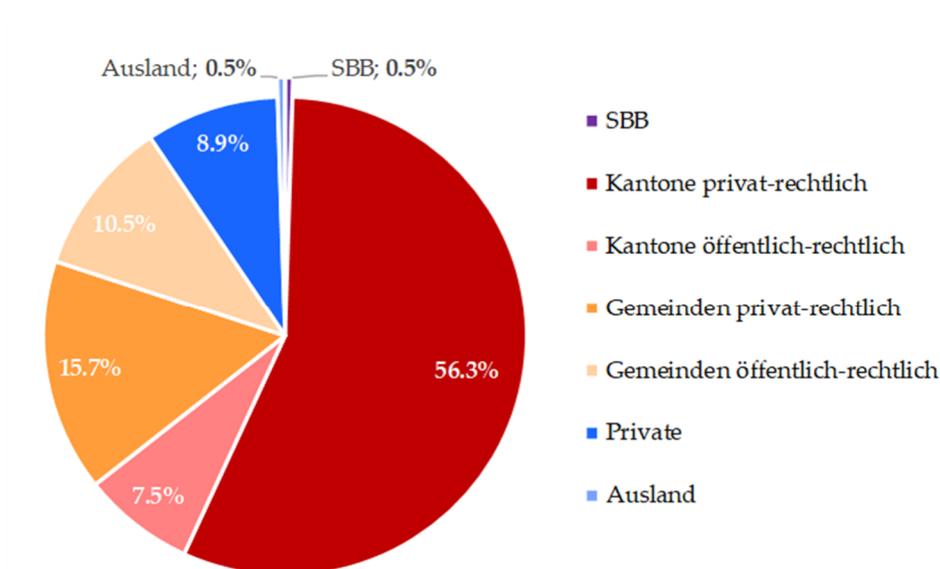


Abbildung 3: Besitzverhältnisse Schweizer Strombranche, (Quelle: Swiss Economics, Daten aus Elektrizitätsstatistik des BFE)

Die öffentliche Eigentümerschaft überwiegt deutlich. Zugleich dominiert mit 82 Prozent des Grundkapitals eine privatrechtliche Rechtsform, 18 Prozent des Grundkapitals haben öffentlich-rechtliche Rechtsformen.¹¹ Insgesamt besitzen die Kantone 63.8 Prozent des Grundkapitals, wovon 56.3 Prozentpunkte aus privatrechtlichen Rechtsformen und 7.5 Prozentpunkte aus öffentlich-rechtlichen Rechtsformen stammt. Die Gemeinden besitzen 26.2 Prozent des Grundkapitals, wovon 15.7 Prozentpunkte auf privatrechtliche und 10.5 Prozentpunkte auf öffentlich-rechtliche Rechtsformen entfallen. Weitere

¹¹ Kommunale Elektrizitätsunternehmen in öffentlich-rechtlichen Rechtsformen ohne eigene Rechtspersönlichkeit haben kein Dotationskapital und sind daher nicht Teil dieser Statistik, weshalb der Anteil der Gemeinden und öffentlicher-rechtlicher Rechtsformen effektiv noch höher liegt.



verbundenen Stimmrechte direkt oder indirekt mehrheitlich Kantonen und Gemeinden gehören“. Im Vergleich zu 2018 sind die Veränderungen im Aktionariat der Swissgrid eher gering. Am 23. Juni 2023 hat die Axpo Holding AG eine Beteiligung von 49.9 Prozent an der Axpo Volt Beteiligung AG an die BVK-Pensionskasse verkauft. Als Mehrheitsaktionärin behält die Axpo Holding AG die Kontrolle über ihre Anteile an der Swissgrid. Insgesamt gehören indirekt mindestens 34.6 Prozent des Kapitals der Swissgrid Pensionskassen.

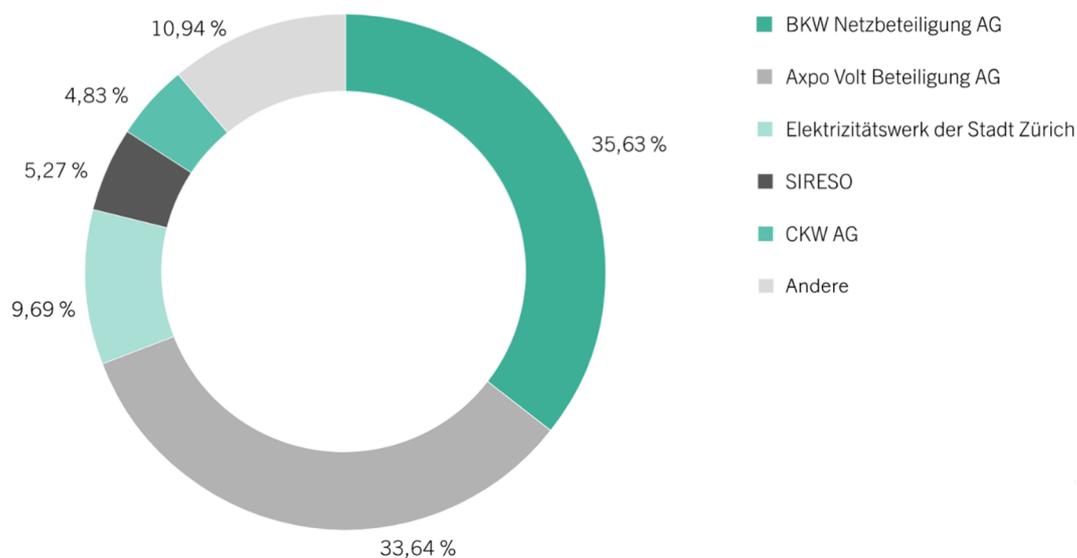


Abbildung 5: Aktionariat der Swissgrid

Bemerkung: Die Kategorie «Andere» umfasst die Azienda Elettrica Ticinesi, die BKW Energie AG, die FMV SA, die IWB Industrielle Werke Basel, die SN Energie AG, die EnAlpin AG, den Kanton Graubünden, die Aziende Industriali di Lugano (AIL) SA, die Repower AG, das Elektrizitätswerk Obwalden, die General Electric Technology GmbH sowie weitere Aktionäre mit Anteilen unter 0.01%.



3.3 Entflechtung der Netzbetreiber

Die Vorgaben zur Entflechtung der Schweizer Netzbetreiber haben sich seit dem letzten Bericht im Jahre 2018 nicht verändert.¹²

3.4 Bilanzgruppen

Seit 2018 gab es kleinere Veränderungen bei den Bilanzgruppen, in denen Verteilnetzbetreiber, Händler, Erzeuger, Lieferant und Endverbraucher zusammengefasst sind. Jeder Marktteilnehmer muss einer solchen Bilanzgruppe angehören.

Die Bilanzgruppen liefern der Swissgrid viertelstündliche Fahrpläne, wobei der Bilanzgruppenverantwortliche (BGV) dafür verantwortlich ist, dass seine Bilanzgruppe möglichst jederzeit ausgeglichen ist. Sind diese nicht ausgeglichen, verrechnet Swissgrid den Bilanzgruppen Ausgleichsenergie. Im Juni 2024 waren 112 Bilanzgruppen in der Schweiz aktiv, davon 17 mit Messpunkten in der Schweiz (aktive Bilanzgruppen).¹³

Bilanzgruppe mit Messpunkten ¹⁴	Spotmarkt EPEX	Terminmarkt EEX
AGROLA AG		
Alpiq AG	X	x
Axpo Solutions AG	X	x
Azienda Elettrica Ticinese	X	x
BKW Energie AG	X	x
EKT Energie AG		
Elektrizitätswerk der Stadt Zürich		
FMV SA		
Groupe E SA		x
IWB Industrielle Werke Basel	X	x
Ompex AG	X	x
Primeo Energie AG		x
Repower AG	X	x
Schweizerische Bundesbahnen SBB		
swenex – swiss energy exchange Ltd (zwei Bilanzgruppen)		
TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG	X	x

Tabelle 1: Aktive Bilanzgruppen mit Messpunkten in der Schweiz im Jahr 2024, (Quelle: EEX und Swissgrid Webseite. Abgerufen am 4. Juni 2024).

¹² Die Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind zudem gesetzlich verpflichtet, ihr Übertragungsnetz auf die Swissgrid als nationale Netzgesellschaft und Betreiberin des schweizerischen Übertragungsnetzes zu überführen (Art. 33 Abs. 4 StromVG). Dies ist inzwischen vollständig umgesetzt.

¹³ Zu weiteren Details siehe den Bericht von Swiss Economics.

¹⁴ Siehe EEX (2024). Teilnehmerliste. Abgerufen am 4. Juni 2024.



3.5 Kooperation, Auslagerung und Synergien

Im Strommarkt liegen vielfältige und zahlreiche Kooperationsformen vor.

Gemeinsame Investitionen: Partnerwerke und PPAs

Eine Herausforderung für kleinere Energieversorgungsunternehmen (EVU) liegt in der Kapitalintensität und dem Risiko von Kraftwerken. Partnerwerke werden schon lange als Mittel der Kooperation verwendet. Dabei schliessen sich die verschiedenen EVU zusammen, um durch eine Aktiengesellschaft, für welche die Kooperationspartner Kapital bereitstellen, Projekte wie etwa Wasserkraftwerke zu bauen und zu betreiben. Partnerwerke sind auch ein bewährtes Instrument für die meisten sich in Planung befindenden alpinen Photovoltaikanlagen. Die Umsetzung kann auch über langfristige Stromlieferverträge (Power Purchase Agreements, PPA) geschehen, bei welchen sich die Industrie durch Energieabnahmeverträge oder Investitionsverträge beteiligt.¹⁵

Auslagerung von Tätigkeiten bei fehlender Grösse

Bei vielen kleineren Versorgern ist die kritische Grösse nicht erreicht, um spezialisierte Aufgaben auszuführen. Dazu gehören die Zählereichung- und -messung, die Systemdienstleistung (SDL)-Vermarktung oder das Datenmanagement. Bei manchen kleinen Versorgern wird auch die Geschäfts- und/oder die Betriebsführung an Vorliegeretze, grössere EVU oder spezialisierte Unternehmen ausgelagert.¹⁶

Einkaufspools zur Schaffung Skaleneffekten bei der Beschaffung

Um von Skaleneffekten in der Energie- und Materialbeschaffung zu profitieren, werden Einkaufspools benutzt. Durch die Bündelung ihrer Nachfrage über Energieplattformen ergeben sich für sie verbesserte Möglichkeiten in der Beschaffung und ein geringerer administrativer Aufwand.¹⁷

4. Wichtige Aspekte der Stromversorgung

Gemäss Artikel 1 soll das StromVG die Voraussetzungen für eine sichere Elektrizitätsversorgung schaffen. Dies umfasst die zuverlässige Lieferung von elektrischer Energie und die Gewährleistung von genügend Kapazitäten bei deren Erzeugung, Übertragung und Verteilung. Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, ist eine umfassende Betrachtung des Schweizer Energieversorgungssystems notwendig, d.h. unter Berücksichtigung aller für die Stromerzeugung relevanten Energieträger und Infrastrukturen sowie der Nachfrageentwicklung. Zunächst wird in Kapitel 4.1 die Erzeugungsentwicklung dargestellt. Nachfolgend werden in Kapitel 4.2 die Lage bei der Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich näher beschrieben. In Kapitel 4.3 und 4.4 erfolgen Angaben zur Versorgungsqualität (Netzqualität und Störungen) sowie zur Entwicklung der Investitionen.

¹⁵ Aus diesen Kooperationen entstehen Synergien hinsichtlich der Aufteilung von finanziellen Risiken und Mengenrisiken. Zudem können Kooperationen helfen, eine bessere Akzeptanz beim Kraftwerksbau zu erzielen.

¹⁶ Ein Beispiel ist EnerSuisse als gemeinsames Projekt von Primeo Energie und EKZ, welches durch entsprechende Grösse die Prozessoptimierung kleiner Netzbetreiber übernimmt. Bei fehlender Grösse wird auch der Betrieb von Kraftwerken an dedizierte Dienstleister oder grössere Produzenten ausgelagert. Beispielsweise bündelt die Alpiq den Kraftwerksbetrieb zusammen mit FMV in der HYDRO Exploitation SA. Ähnlich betreibt die Axpo Power AG über 100 Kraftwerke

¹⁷ Beispiele solcher Kooperationen und Dienstleister sind die OMPEX, die Enerdis Approvisionnement SA in der Romandie, iStrom in Aargau und Zürich, die Energieplattform EP AG in St. Gallen, Youtility in Bern oder auch grössere Netzbetreiber wie BKW und AEW, welche die Beschaffung von Strom und Herkunftsnachweisen für ihre Partner seit mehreren Jahren durchführen.



4.1 Stromerzeugung

Die zur Stromproduktion verfügbaren Technologien und Energieträger werden in der Schweiz in unterschiedlichem Masse eingesetzt. Der Schweizer Produktionspark setzt sich im Jahre 2023 aus Kernkraft-, Wasserkraft- und thermischen Kraftwerken (KVAs) sowie den übrigen neuen erneuerbaren Energien zusammen. Die nachfolgende Abbildung gibt eine Übersicht der Entwicklung der Stromproduktion in der Schweiz für die letzten zehn Jahre inklusive einer Aufschlüsselung des Stromproduktionsmix. Ergänzend wird eine genaue Aufschlüsselung der neuen erneuerbaren Energien angefügt.

Landeserzeugung in GWh

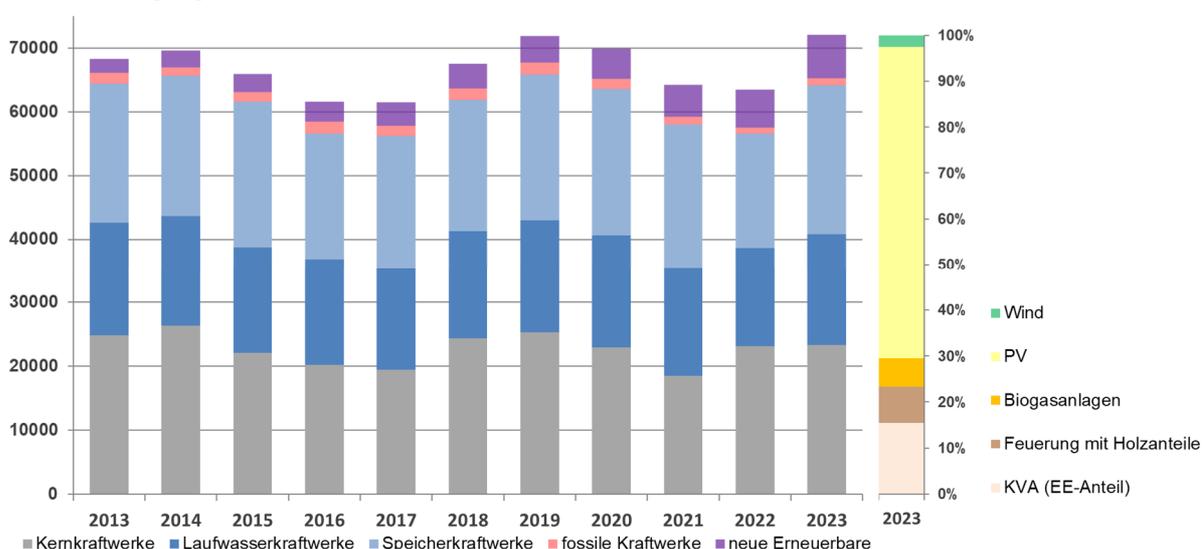


Abbildung 6: Entwicklung der Stromproduktion (Landeserzeugung) 2013–2023, (Quellen: Gesamtenergiestatistik 2023 Tab. 24, Elektrizitätsstatistik 2023 Tab. 6b)

Im Jahr 2023 erreichte die Elektrizitätsproduktion (Landeserzeugung) in der Schweiz 72'054 GWh. Die Stromproduktion aus Wasserkraft (Laufwasser- und Speicherkraftwerke) lag bei 40'780 GWh. Dazu kam die Elektrizitätsproduktion der vier schweizerischen Kernkraftwerke auf 23'334 GWh. Der Rest stammte aus konventionell-thermischen und erneuerbare Anlagen.

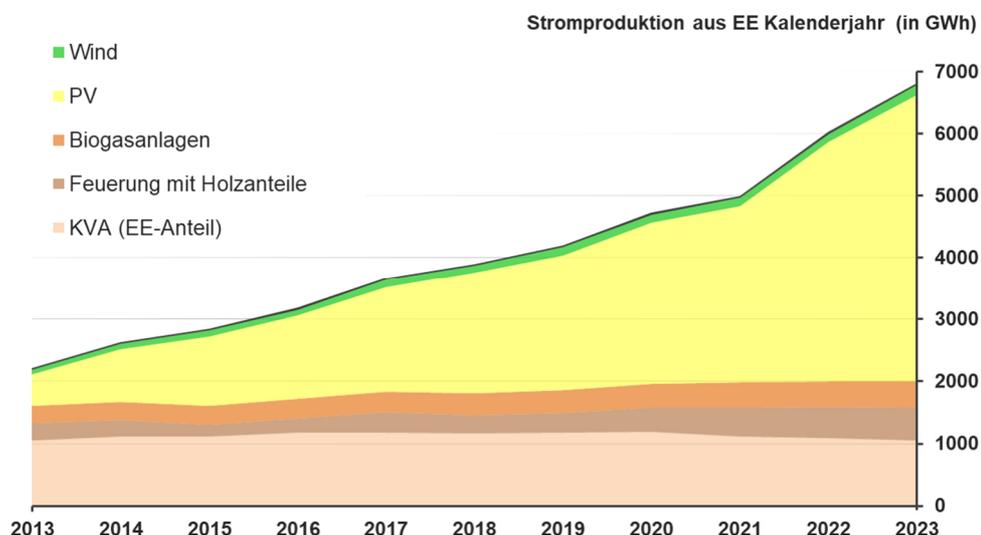


Abbildung 7: Entwicklung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (exkl. Wasserkraft) 2013–2023, (Quelle: Gesamtenergiestatistik 2023 Tab. 24)

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) hat in den letzten Jahren zum Teil deutlich zugenommen. Die Aufteilung nach Technologien zeigt, dass der Ausbau nicht bei allen erneuerbaren Stromproduktionsarten im gleichen Tempo erfolgt. Der Anstieg ist vor allem auf Strom aus Photovoltaikanlagen zurückzuführen. Dieser stieg bei der Photovoltaik von 1945 GWh im Jahr 2018 auf 4624 GWh im Jahr 2023. Die Stromproduktion aus Windenergieanlagen stieg im gleichen Zeitraum von 122 GWh auf 169 GWh. Die Stromproduktion aus Kehrlichtverbrennungsanlagen (KVA) zählt definitionsgemäss zu 50 Prozent als erneuerbare Energie (inkl. Feuerung aus erneuerbaren Abfällen) und ist seit 2013 nahezu konstant geblieben.

Die folgende Tabelle gibt eine Übersicht der heute installierten Kraftwerkskapazitäten.

Stromproduktionstechnologie ¹⁸	Anzahl Kraftwerke	Inst. elektrische Leistung (in GW)	Stromproduktion (2023) (in GWh)
Wasserkraft		16.6	40'780
Laufkraftwerke (ab 300kW)	599	4.25	
Speicherkraftwerke (ab 300kW)	82	8.23	
Pumpspeicherkraftwerke und reine Umwälzwerke (ab 300kW)	20	4.06	
Kleinwasserkraftwerke (bis 300kW)	ca. 1000	0.064	
Kernkraftwerke (Beznau I&II, Gösgen und Leibstadt)	4	2.96	23'334
Weitere Produktionsanlagen		7.7	7'669.2

¹⁸ Kleinwasserkraftwerke sind statistisch nicht vollständig erfasst. In den Kategorien grosse und kleine Wärmekraftkopplungsanlagen (WKK-Anlagen) werden Produktionsanlagen erfasst, welche mit fossilen (z.B. Gas-/Dieselmotor-Blockheizkraftwerke, Gas-Turbinen) oder mit erneuerbaren Energieträgern (z.B. Biogas-, Klärgasanlagen, usw.) betrieben werden. Bei der Photovoltaik sind gut 99% der installierten Leistung mit dem öffentlichen Versorgungsnetz gekoppelt.



Konv. thermische Stromerzeuger (geringe/keine Abwärmee-nutzung)	21	0.33	22
Kehrichtverbrennungsanlagen (KVA (Total, inkl. EE-Anteil))	29	0.40	2094.4
Grosse WKK-Anlagen (>1MWel) – erneuerbar und fossil	20	0.13	276.2
Kleine WKK-Anlagen (<1MWel) – erneuerbar und fossil	801	0.14	515.1
Fernheizkraftwerke	38	0.21	605.5
Photovoltaikanlagen (ohne Inselanlagen)	245'390	6.37	4620.3
Windenergieanlagen	67	0.09	168.5

Tabelle 2: Installierte Kraftwerkskapazitäten in der Schweiz Ende 2023, (Quellen: Elektrizitätsstatistik 2023, Statistik der erneuerbaren Energien 2023, Thermische Stromproduktion inklusive WKK 2023, WASTA 2024)

Im Jahr 2023 betrug die gesamte installierte elektrische Leistung der Stromerzeugungsanlagen in der Schweiz ca. 27.3 GW (vgl. Tabelle 2). Die Wasserkraft verfügte über ca. 16.6 GW, und die vier Kernkraftwerke wiesen eine installierte Leistung von insgesamt ca. 2.96 GW auf. Weitere Produktionsanlagen, mit einer gesamt installierten Leistung von ca. 7.7 GW, sind oben in Tabelle 2 aufgeführt.

Die Stromproduktion ändert sich im Jahresverlauf. Die Schwankungen in der effektiven Wasserkrafterzeugung rühren hauptsächlich von der variablen Wasserführung der Flüsse und von den Speichermöglichkeiten in den Stauseen her.¹⁹ Die Kernkraftwerke haben 2023 eine mittlere Arbeitsausnutzung von 90 Prozent erreicht. Von der Elektrizitätserzeugung der Kernkraftwerke fällt aufgrund der Jahresrevisi-onen im Sommer in der Regel ein leicht höherer Anteil auf das Winterhalbjahr (2023: 55.2 Prozent von Oktober bis März).

¹⁹ Die Speicherbecken in der Schweiz haben insgesamt eine Speicherkapazität von ca. 8895 GWh (2023).



Bei den konventionell-thermischen und anderen Kraftwerken ist aufgrund der Zusammensetzung des Kraftwerksparks und des zunehmenden Ausbaugrades der dargebotsabhängigen Stromerzeugung wie Photovoltaik und Wind eine höhere Produktion im Sommer vor allem getrieben durch Strom aus Photovoltaik. Die Stromproduktion der Kehrichtverbrennungsanlagen bleibt über das Jahr gesehen mehr oder weniger konstant.

Neben der Energie muss auch jederzeit genügend Leistung zur Deckung des jeweiligen Bedarfs (Last-

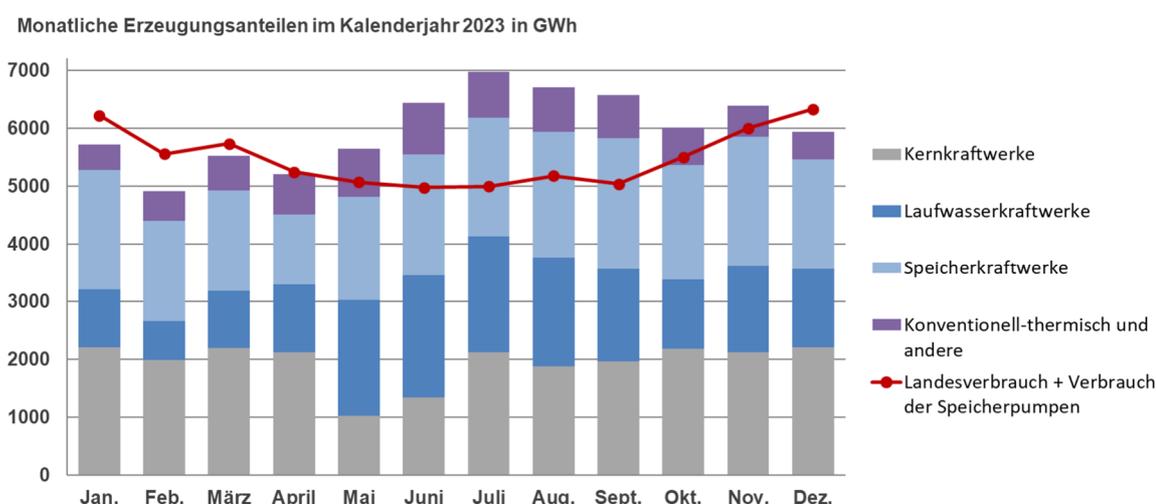


Abbildung 8: Stromproduktionsanteile und Landesverbrauch in den einzelnen Monaten des Jahres 2023, (Quelle: Elektrizitätsstatistik 2023 Fig. 10)

kurve) bereitgestellt werden. Im Winter ist die Nachfrage nach Grundlast aufgrund tieferer Temperaturen und elektrischer Heizungen sowie Wärmepumpen höher als im Sommer. Gleichzeitig stellen die Laufwasserkraftwerke aufgrund der geringeren Wassermenge im Winter weitaus weniger Leistung und Energie bereit als im Sommer (ca. 25 Prozent der installierten Leistung, siehe oben).

Die stündliche Nachfrage schwankt je nach Tages- und Jahreszeit. Die grösste Nachfrage nach Strom und damit die grösste Netzbelastung tritt in der Regel mittags oder am Abend im Winter auf. Umgekehrt fällt die geringste Belastung meist auf die Nachtzeit in den Sommermonaten. Die Schwankungen der Nachfrage auch an Wintertagen bewirken, dass selbst während Wintertagen zu gewissen Stunden Strom exportiert werden kann, obwohl die Schweiz im Winterhalbjahr meist ein starker Importeur ist. Die Speicherkraftwerke werden vor allem zur Deckung des Spitzenbedarfs verwendet, da sie flexibel eingesetzt werden können und an diesem Zeitpunkt der Strom am meisten Wert hat.

4.2 Wichtige Aspekte der Versorgungssicherheit

Die Netzbetreiber sind verantwortlich für die Gewährleistung eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes. Zudem bestimmt das Energiegesetz (EnG) grundlegend, dass die Energieversorgung Sache der Energiewirtschaft ist. Bund und Kantone sorgen mit geeigneten Rahmenbedingungen dafür, dass die Energiewirtschaft diese Aufgabe im Gesamtinteresse optimal erfüllen kann.

Eine sichere Energieversorgung umfasst nach den Leitlinien im EnG die ausreichende Verfügbarkeit, ein breit gefächertes Angebot sowie ein technisch sicheres und leistungsfähiges Versorgungssystem. Die EICOM hat die Aufgabe, die Entwicklung der Elektrizitätsmärkte im Hinblick auf eine sichere und



erschwingliche Versorgung in allen Landesteilen zu überwachen.²⁰ Zeichnet sich mittel- oder langfristig eine erhebliche Gefährdung der inländischen Versorgungssicherheit ab, unterbreitet die EICom dem Bundesrat Vorschläge für Massnahmen nach Artikel 9 StromVG zur Beseitigung der Gefährdung (Art. 22 Abs. 4 StromVG).

Im Zuge der der angespannten Energieversorgungslage 2022/2023 wurde die Versorgungssicherheit im Strombereich v.a. durch die Schaffung der Winterreserve, dem Rettungsschirm für Stromunternehmen, Möglichkeiten zur Senkung der Restwassermengen, vorübergehende Möglichkeiten zur Kapazitätserhöhung des Übertragungsnetzes und einer Energiesparkkampagne des BFE abgesichert. Hingegen war die Schweiz sehr zurückhaltend hinsichtlich Massnahmen zur Dämpfung der Strompreise: Der Bundesrat liess Massnahmen in der EU durch eine interdepartementale Arbeitsgruppe evaluieren, kam jedoch zum Schluss, dass angesichts der Wirtschaftslage und der im Vergleich zum Ausland tieferen Inflation kein Handlungsbedarf bestand.

4.2.1 **Netzbereich: Szenariorahmen und Mehrjahresplanung**

Übertragungsnetzkapazität und Mehrjahresplanung Übertragungsnetz

Das Schweizer Übertragungsnetz umfasst die Spannungsebene 220kV und 380 kV. Mit einer Gesamtlänge von 6700 km und 41 Netzübergängen ins Ausland ist das Übertragungsnetz ein komplexes Geflecht.

Die Erstellung eines Szenariorahmen ist eine zentrale Grundlage bei der Netzplanung der Übertragungs- und Verteilnetze (Artikel 9a^{ter} StromVG). Bei dessen Erstellung durch das BFE bezieht es die Kantone, die Swissgrid, die übrigen Netzbetreiber und weitere Betroffene angemessen mit ein. Der Szenariorahmen ist alle vier Jahre zu überprüfen und gegebenenfalls nachzuführen.

Der Szenariorahmen 2030/2040 wurde durch den Bundesrat im November 2022 genehmigt. Den ersten Mehrjahresplan basierend auf den Szenariorahmen hat Swissgrid im Jahr 2024 zur Prüfung bei der EICom eingereicht. Aus Sicht der EICom bildet der Bericht zum strategischen Netz 2025 einen wesentlichen Meilenstein für die gesamtschweizerische Planung des Übertragungsnetzes. Für die weitere Diskussion im Rahmen der Mehrjahresplanung und die Bewertung von Varianten bei Sachplan- und Plan genehmigungsverfahren sind aus Sicht der EICom die Unsicherheiten in dem Bericht durch Sensitivitätsrechnungen zu quantifizieren. Dies erhöht die Aussagekraft der Kosten-Nutzenanalyse.

Mehrjahresplanung Verteilnetz

Gemäss Artikel 9b des StromVG hat jeder Netzbetreiber die Grundsätze, die bei der Netzplanung anzuwenden sind, zu bestimmen. Dabei ist 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 EICom kann gemäss Artikel 9b Absatz 3 StromVG hierzu Minimalanforderungen festlegen. Zudem kann der Bundesrat gemäss Absatz 4 die Netzbetreiber verpflichten, ihre Grundsätze zu veröffentlichen.

4.2.2 **Systemsicht: System Adequacy-Analysen (Winterproduktionsfähigkeit)**

Der schrittweise Ausstieg aus der Kernkraft im Rahmen der Energiestrategie 2050 und die längerfristige Dekarbonisierung des Energiesystems bringen grosse Herausforderungen für die

²⁰ Sie überprüft zu diesem Zweck insbesondere den Zustand, Unterhalt und Ausbau des Übertragungsnetzes sowie die regionale Ausgewogenheit der Investitionen der nationalen Netzgesellschaft.



Stromversorgungssicherheit. Im Mantelerlass sind verschiedene Massnahmen zur Stärkung der längerfristigen Versorgungssicherheit vorgesehen, insbesondere der Ausbau der Winterproduktion (primär Speicherwasserkraft), die Schaffung einer Energiereserve sowie der Ausbau der erneuerbaren Energien.

Seit dem russischen Angriff auf die Ukraine und der damit verbundenen Befürchtung einer Gasknappheit steht die kurz- bis mittelfristige Versorgungssicherheit im Fokus. Die Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit basiert auf dem Zusammenspiel von Kraftwerkskapazitäten und dem Stromnetz, welches Transport und Verteilung der produzierten Energie ermöglicht. Die länderübergreifenden Stromübertragungsnetze ergänzen die inländischen Kraftwerkskapazitäten mit Importmengen und sind für den Erhalt der Versorgungssicherheit ebenso wichtig. Die stark vernetzte Schweiz hängt zunehmend auch von den Gegebenheiten in den Nachbarstaaten ab. Da sich aufgrund neuer strategischer Ausrichtungen der Länder (vor allem der EU) die Situation über die Zeit ändert, braucht es für die Beurteilung der Versorgungssicherheit umfassende periodische Analysen zur so genannten «System Adequacy» (SA). Dabei handelt es sich um einen ganzheitlichen Modellierungsansatz der Versorgungssituation, welcher die strategische Ausrichtung in den Bereichen Erzeugung und Verbrauch unter Berücksichtigung des Austausches mit dem Ausland betrachtet. Die den SA-Studien zugrundeliegenden Modellansätze unterliegen wie alle Simulationen Limitierungen und vereinfachenden Annahmen.²¹ Die resultierenden Simulationsergebnisse sind folglich keine Vorhersagen, sondern dienen als Indikation darauf, welche Entwicklungen aus Gesamtsystemsicht kritisch zu betrachten sind.

Studie zur kurzfristigen Strom-Adequacy (Winter 2022/23): Aufgrund der angespannten Lage in Folge des russischen Angriffs auf die Ukraine wurde im Auftrag des BFE und in Begleitung von ECom und BWL eine SA-Studie für den Winter 2022/23 durchgeführt. Diese kam zum Schluss, dass die Stromversorgungssicherheit im Winter 2022/23 nicht gefährdet war, Versorgungsengpässe jedoch in Extremsituationen nicht ausgeschlossen werden konnten. Grundsätzlich behält diese Studie auch für die folgenden Winter ihre Gültigkeit, sofern sich aus den aktuellen Entwicklungen keine neuen Stressfaktoren ergeben.

In der Studie wurden verschiedene Szenarien mit unterschiedlichen Verfügbarkeiten von Gas und Kernkraftwerken untersucht. Es wurden auch Kombinationen von meteorologischen Bedingungen und Kraftwerksausfällen durchgespielt und die Wahrscheinlichkeit von Engpässen berechnet. Einzig in den Szenarien mit Gasknappheit oder einer Kombination aus einer europaweit eingeschränkten Gasverfügbarkeit und der Nichtverfügbarkeit der Schweizer Kernkraftwerke konnte der Stromverbrauch nicht jederzeit komplett gedeckt werden.

In den wahrscheinlichsten Szenarien kann der Energieverbrauch mit geeigneten Massnahmen gedeckt werden: Mit einer Wasserkraftreserve kann Energie in die kritische Zeit am Ende des Winters verschoben werden. Die Bereitstellung eines temporären Reservekraftwerks in Birr und weiterer Reservekraftwerke und Notstromgruppen können die allenfalls fehlende Energie unabhängig vom Markt zusätzlich ins System bringen. Die weiteren Massnahmen wie die Erhöhung der Kapazitäten im Übertragungsnetz, der Rettungsschirm für systemkritische Stromunternehmen und die temporäre Reduktion der Restwasserabgabe stärken die Winterversorgung zusätzlich.²²

²¹ Dabei sind die verwendeten Datenannahmen der europäischen und Schweizer Systementwicklungen und deren Unsicherheiten – insbesondere in Bezug auf den langfristigen Zeithorizont – von zentraler Relevanz.

²² Auch die freiwilligen Verbrauchsreduktionen leisten einen wichtigen Beitrag.



SA-Studie mit Zeithorizont bis zum Jahr 2040: Basierend auf den Energieperspektiven 2050+ wird in dieser BFE-Studie von Ende 2022 die mittel- und langfristige Stromversorgungssicherheit beurteilt. Weitere Einflussgrössen wurden ebenfalls betrachtet, u.a. mit Hinblick auf das Fehlen eines Stromabkommens. Die Studie zeigt, dass für die Schweizer Versorgungssicherheit insbesondere drei Dimensionen von zentraler Bedeutung sind: die Wasserkraft, die Importkapazität und die europäische Gesamtentwicklung. Bei einem guten Zusammenspiel der ersten beiden Dimensionen bleiben auch grössere Versorgungsengpässe auf Schweizer oder europäischer Seite unkritisch. Die weiteren Ergebnisse sind:

- Das europäische Stromversorgungssystem wird mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien zunehmend von den Wetterbedingungen abhängig. Rein physikalisch und auf Basis der angenommenen Szenarien betrachtet, kann die Abhängigkeit von den Wetterbedingungen im Jahr 2040 zu einem ungedeckten Stromverbrauch von maximal 250 GWh in der Schweiz führen. Aus der Marktperspektive betrachtet, zeigen sich für die Schweiz allerdings keine Probleme, sofern sie gut in das europäische Gesamtsystem integriert ist.
- Ohne eine Kooperation mit Europa besteht für die Schweiz das Risiko, dass es ab 2030 bei einzelnen Wetterkonstellationen zu Versorgungsengpässen kommen kann, sofern die aktuellen Rahmenbedingungen (Stand 2019) für den Ausbau der erneuerbaren Energien nicht angepasst werden (*die Auswirkungen des Bundesgesetzes für eine sichere Versorgung mit erneuerbaren Energien und des dringlichen Bundesgesetzes über dringliche Massnahmen zur kurzfristigen Bereitstellung einer sicheren Stromversorgung im Winter sind hier noch nicht berücksichtigt*). Treten zusätzlich noch grössere Ereignisse in der Schweiz oder den Nachbarländern auf (bspw. ein Ausfall von Kraftwerken) hat dies erhebliche Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit in der Schweiz. In einer derartigen Situation hilft dann jegliche zusätzliche inländische Energie, wobei insbesondere die Flexibilität der vorhandenen Schweizer Wasserkraft zentral ist, da die zusätzliche Energie durch Pumpeinsatz oder veränderte Kraftwerksfahrpläne optimal in das System integriert werden kann. Insofern mindert eine Kooperation mit Europa diese Risiken.
- Bei einem effektiv beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien entstehen hingegen auch ohne Kooperation keine Versorgungsengpässe – ausser bei einer sehr starken Elektrifizierung in einzelnen ungünstigen Wetterkonstellationen.

Ergänzend publiziert der europäische Verband ENTSO-E jährlich das sogenannte European Resource Adequacy Assessment (ERAA, 2023). Diese Analysen zeigen für die Schweiz mit einem Zeithorizont bis 2033 keine relevanten Versorgungsengpässe, wobei die Sicherheitsmargen in den nächsten Jahren gering bleiben. Da Versorgungssicherheit einen länderübergreifenden Aspekt hat, bleibt es wichtig, dass die Schweiz gut in das europäische Gesamtsystem integriert bleibt. Der ERAA-Bericht²³ kommt weiter zum Schluss, dass die Reduktion von Austauschkapazitäten zwischen der Schweiz und den Nachbarländern (bspw. aufgrund der sog. 70%-Regel)²⁴ einen negativen Einfluss auf die Schweiz und auf die umliegenden Länder hat. Um zu verhindern, dass es zu einer Reduktion der Austauschkapazitäten kommt, hat Swissgrid Ende 2021 eine technische Vereinbarung mit der

²³ Der ERAA 2024 wurde im November 2024 ACER vorgelegt. (Quelle: ENTSO-E, 2023).

²⁴ Diese besagt, dass die EU-Mitgliedstaaten ab 1. Januar 2020 mindestens 70 Prozent der Kapazität ihrer Netzelemente für den Handel zwischen den EU-Mitgliedstaaten zur Verfügung stellen müssen. Einige Länder haben von der Ausnahmeregelung Gebrauch gemacht, diese Kapazitätszuteilung bis Ende 2025 stufenweise anzuheben. Mit der Umsetzung der 70%-Regel ist eine Zunahme des Handels innerhalb der EU zu erwarten, siehe [Die 70%-Regel und die Schweiz](#)



Kapazitätsberechnungsregion «Italy North²⁵» sowie Ende 2024 mit der Kapazitätsberechnungsregion «CORE²⁶» abgeschlossen.

EICom-Studien: Die EICom hat 2023 ihre Analysen zur mittel- und längerfristigen Stromversorgungssicherheit aktualisiert. Einerseits hat sie Swissgrid beauftragt, ihre Analyse zur Versorgungssicherheit 2025 mit angepassten Szenarien neu zu rechnen. Andererseits hat die EICom ihre Berechnungen zur Winterproduktionsfähigkeit bis 2035 mit neuen Prognosen zur Laufzeit der Kernkraftwerke, der Stromnachfrage sowie dem Ausbau der erneuerbaren Energien aktualisiert.

In der SA-Studie für das Jahr 2025 wurden die Stressszenarien im Vergleich zur letzten Analyse aus dem Jahr 2023 aufgrund der Erfahrungen im Zusammenhang mit dem russischen Angriff auf die Ukraine sowie den ausserordentlich tiefen Verfügbarkeiten französischer Kernkraftwerke (KKW) angepasst. Zudem wurden die Annahmen über die Verfügbarkeit inländischer Stromproduktion angepasst (insb. Betrieb von Beznau 1 und 2 über 2025 hinaus). Im aktualisierten Referenzszenario kommt es in keiner der Simulationen 2025 zu Versorgungsproblemen. Auch im evaluierten Stressszenario (mit Gasknappheit und tiefer KKW-Verfügbarkeit) treten in den meisten Simulationen keine Knappheiten auf, sie sind jedoch nicht gänzlich auszuschliessen. In einem «Worst Case» wäre mit einer fehlenden Strommenge von rund 500 Gigawattstunden (GWh) zu rechnen. Wird der in der Simulation relativ hoch angenommene internationale Redispatch (Kraftwerkseingriffe zur Netzstabilisierung) auf die Hälfte reduziert, sinkt die fehlende Strommenge auf 113 GWh.

In der aktualisierten Winterproduktionsanalyse mit längerfristigen Ausblick 2030 bzw. 2035, liegt der Fokus auf der Stromproduktion und der Nachfrage im Inland, während Entwicklungen im Ausland und damit die Importmöglichkeiten ausgeklammert werden. Die Analyse liefert damit vereinfachte Messgrößen für die längerfristige Resilienz der Schweizer Versorgung.²⁷ Als Richtgrößen für eine minimale Resilienz werden die vom Parlament definierten Winterimportgrenzen (5000 GWh bzw. 20 Prozent des durchschnittlichen Stromverbrauchs im Winterhalbjahr) bzw. mindestens 22 Tage Eigenversorgungsfähigkeit (ungefährer aktueller Wert) unterstellt.²⁸ Auf Basis dieser beiden Studien empfiehlt die EICom eine thermische Reservekraftwerkskapazität im Umfang von mindestens 400 Megawatt (MW) für das Jahr 2025 und 700 bis 1400 MW ab 2030. Wegen der grossen Unsicherheiten ist ein schrittweises Vorgehen sinnvoll, um den Zubau von Reserven bei Bedarf anpassen zu können.

Zurzeit stehen bis Frühling 2026 folgende ergänzende Stromreserven zur Verfügung: Reservekraftwerk Birr (AG), 250 MW Leistung; Reservekraftwerk Cornaux, 36 MW Leistung; Gas-Kombikraftwerk Monthey (VS), 50 MW Leistung; gepoolte Notstromgruppen²⁹, ca. 250 MW Leistung. Ende Juli 2023 hatte des BFE die erste Ausschreibung für Reservekraftwerke nach 2026 für ein Volumen von 400 MW

²⁵ Italien, Frankreich, Österreich und Slowenien

²⁶ Österreich, Belgien, Kroatien, die Tschechische Republik, Frankreich, Deutschland, Ungarn, Luxemburg, die Niederlande, Polen, Rumänien, die Slowakei und Slowenien

²⁷ In der Analyse werden zwei Kennzahlen erhoben. Einerseits dient – wie bereits im letzten Grundlagenpapier Winterproduktion der EICom – der Importbedarf der Schweiz im Winterhalbjahr als Kenngrösse. Andererseits werden ergänzend die Anzahl Tage ermittelt, während derer sich die Schweiz gegen Ende des Winters, wenn die Saisonspeicher bereits zu grossen Teilen geleert sind, selber versorgen könnte, wenn Importe aufgrund einer angespannten Versorgungslage in Europa temporär ausfallen würden.

²⁸ Beide Kennzahlen illustrieren die sehr grosse Ungewissheit über die Entwicklung der Versorgungsresilienz: Um die Richtgrößen (bei unterstellter KKW-Laufzeit von 60 Jahren) einzuhalten, wären je nach unterstelltem Szenario zwischen 0 und 1400 MW bis 2030 bzw. zwischen 0 und 2100 MW bis 2035 Reserve mit Dauerleistungsfähigkeit nötig.

²⁹ Für die Notstromgruppen wird ein Dauerleistungsbetrieb angestrebt.



gestartet. Die Ausschreibung wird seit Juni 2024 nicht mehr weiterverfolgt, da die offerierten Kosten zu hoch waren. Das BFE hat stattdessen Direktverhandlungen mit den Anbietern aufgenommen.

4.3 Netzqualität und Störungen

Eine hohe Qualität der Stromversorgung ist unter anderem abhängig von einer hohen Netzverfügbarkeit. Die EICom erhebt seit 2010 die international üblichen Kennzahlen zur Versorgungsqualität, wie beispielsweise den System Average Interruption Duration Index (SAIDI). Dieser Index gibt die durchschnittliche Zeit in Minuten an, in der während eines Jahres jeder Endverbraucher ohne Strom war. Die Entwicklung des SAIDI über die letzten sechs Jahre ist in der nachfolgenden Graphik abgebildet.

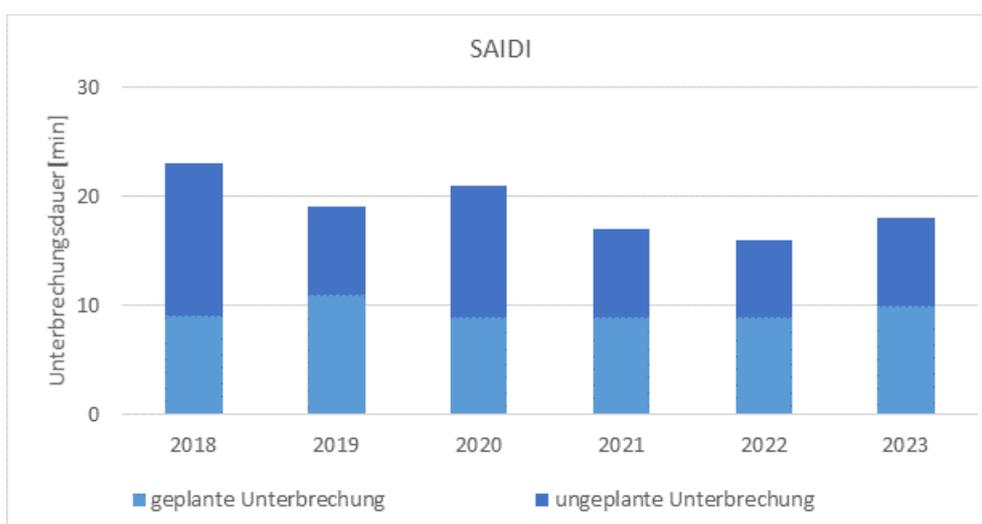


Abbildung 9: Entwicklung SAIDI 2018–2023 (Quelle: Erhebung EICom)

Über die sechs Jahre hat die durchschnittliche Nichtverfügbarkeit des Systems leicht abgenommen. Die ungeplanten Unterbrechungen sind oftmals auf Wetterereignisse zurückzuführen. Extreme Wettersituationen wie Sturm, Schneefall, Hochwasser und Hitze erhöhen den SAIDI Wert. Die geplanten Unterbrechungen, verursacht durch Zählerwechsel und Wartungsarbeiten, sind in etwa konstant. Die Datenerhebung beruht auf der Selbstdeklaration der einzelnen Netzbetreiber. In die Auswertung sind die Daten der 91 grössten Netzbetreiber der Schweiz eingeflossen, erfasst wurden dabei nur Unterbrechungen, die länger als drei Minuten dauerten. Im internationalen Vergleich ist die Versorgungsqualität gut. Dies zeigt ein Vergleich mit den Nachbarländer aus dem «7th CEER Benchmarking Report».³⁰

4.4 Investitionen in Netze

Das StromVG bezweckt (Art. 1 StromVG) die Voraussetzungen für eine sichere Elektrizitätsversorgung zu schaffen. Um eine sichere Elektrizitätsversorgung auch langfristig gewährleisten zu können, sind Investitionen für Erneuerungen und Ausbau der Stromnetze erforderlich. Die Verteilnetzbetreiber weisen in ihren bei der EICom jährlich eingereichten Kostenrechnungen die Investitionen (ohne Netzkäufe) und die Abschreibungen aus. Diese blieben in den Jahren seit 2009 weitgehend gleich: jährlichen Investitionen von rund CHF 1.5 Milliarden stehen Abschreibungen von gut CHF 0.8 Milliarden gegenüber.

³⁰ Erhebung EICom, 7th CEER Benchmarking Report, 2022, S. 63.



In den Jahren 2018 bis 2022 betragen die durchschnittlichen Jahresinvestitionen ins Übertragungsnetz im Mittel 156 Millionen Franken.

Die Verzinsung des Kapitals über den WACC (Weighted Average Cost of Capital) hat einen bedeutenden Einfluss auf die Höhe des regulierten Netztarifs. Die EICom hat in der Vergangenheit mehrfach betont, dass die aktuelle Berechnungsmethode des Netz-WACC Schwächen aufweist. Insbesondere hat sie auf die überschätzten Risiken der Netzbetreiber hingewiesen. Folglich wird das Unternehmensrisiko zu hoch eingeschätzt. Ebenfalls haben die verwendeten technischen Untergrenzen für den risikolosen Zinssatz im damaligen Tiefzinsumfeld zu einer nicht gerechtfertigten Deckelung des WACC nach unten geführt. Beide Aspekte führen zu einem tendenziell überhöhten WACC. Diese Kritik, die auch vom Preisüberwacher und der Wettbewerbskommission kam, wurde vom BFE in der Revision der Stromversorgungsverordnung vom Februar 2025 zur Berechnung des WACC aufgenommen. Diese soll den WACC auf eine stärker risikoadäquate Höhe zu beschränken.

4.5 Exkurs zur Cybersicherheit

Digitalisierung und digitale Innovation im Stromsektor erfordern einen adäquaten Schutz gegen Cyberisiken der kritischen Infrastruktur. Im Rahmen der Grundlagenarbeiten zur Digitalisierung hat das BFE 2021 eine sehr niedrige Maturität des gesamten Sektors festgestellt.³¹ Das hat den Bundesrat veranlasst, von einem System der Subsidiarität und Freiwilligkeit in diesen Bereich abzurücken. Entsprechend wurden in der Folge gesetzliche Grundlagen für verpflichtende Mindestanforderungen an Unternehmen im Bereich Cybersicherheit im Stromsektor zusammen mit der Meldepflicht von Cybervorfällen im Rahmen der letzten Revision des Informationssicherheitsgesetzes geschaffen; diese Anforderungen wurden zusammen mit der Branche definiert und sind seit Sommer 2024 auch in der StromVV festgehalten. Sie basieren auf internationalen Standards in diesem Bereich. Die Unternehmen der Stromversorgung müssen im Rahmen ihrer Digitalisierungsbestrebungen nun auch auf die Cybersicherheit achten. Die Überprüfung einer Umsetzung der Mindestanforderungen kommt der EICom zu.

5. Entwicklungen im Grosshandel

Das StromVG schafft gemäss seinem Zweckartikel auch die Voraussetzungen für einen wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarkt. Ein wettbewerbsorientierter Markt soll eine qualitativ gute und preislich angemessene Versorgung der Schweizer Endkundinnen und -kunden sicherstellen und mittelbar auch eine stärkere Integration des Schweizer Markts in den der EU fördern.

Im Folgenden werden die Marktentwicklungen in den einzelnen Grosshandelsmärkten (Day ahead, Intraday, Termin) einschliesslich der bilateralen Handelsgeschäfte beschrieben (Kapitel 5.1). Danach erfolgt eine Analyse des Marktes für Regelenergie, sowie eine Darstellung des «Marktes» für Reservekraftwerke (Kapitel 5.2 und 5.3). In Kapitel 5.4 erfolgte wird Marktlage bei den Herkunftsnachweisen beschrieben. Aufgrund der zukünftigen Bedeutung für die Grundversorgung wird in Kapitel 5.5 das Potential für PPAs untersucht.

³¹ BFE, 2021, Cyber-Sicherheit und Cyber-Resilienz für die Schweizer Stromversorgung.



5.1 Grosshandelsmärkte

5.1.1 Day-ahead und Intraday-Markt

Der Schweizer Spotmarkt wird von der europäischen Strombörse European Power Exchange (EPEX SPOT) organisiert. Er dient der kurzfristigen Strombeschaffung und besteht aus dem Day-Ahead sowie dem Intraday Markt.

Zwischen 2018 und 2020 bewegten sich die Schweizer Day-Ahead Preise zwischen den Preisen in Italien und Deutschland. Die Schweizer Preise liegen im Winter tendenziell näher an den italienischen Preisen, während sie im Sommer näher an den deutschen Preisen orientiert waren. Sie lagen insgesamt am nächsten am französischen Preis (der ebenfalls meist zwischen dem italienischen und deutschen Preis liegt). In den Jahren 2021 bis 2023 kam es zu erheblichen Marktturbulenzen, was sich deutlich im Verlauf der Day-Ahead Preisen widerspiegelte.

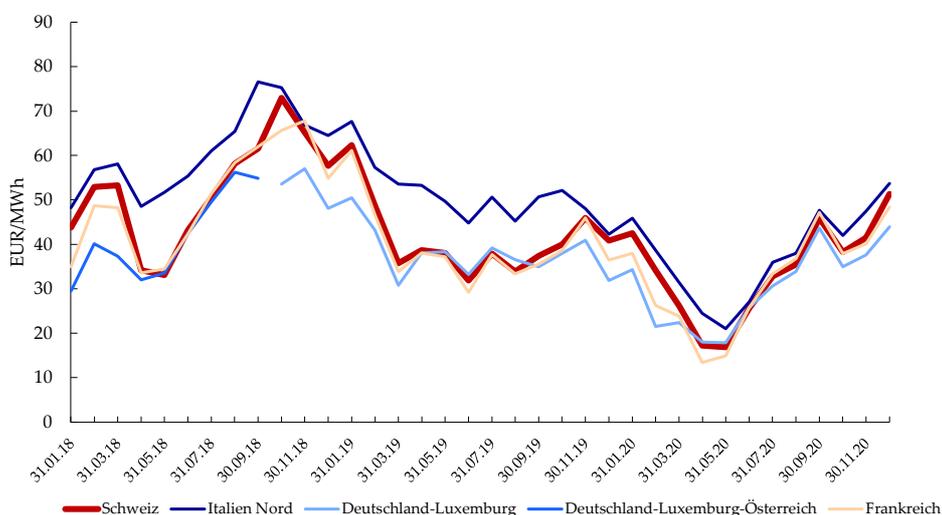


Abbildung 10: Monatliche Day-Ahead Durchschnittspreise der Schweiz, Norditalien, Frankreich und Deutschland-Luxemburg (2018 – 2020), (Quelle: Swiss Economics mit Daten von der ENTSO-E Transparency Platform)

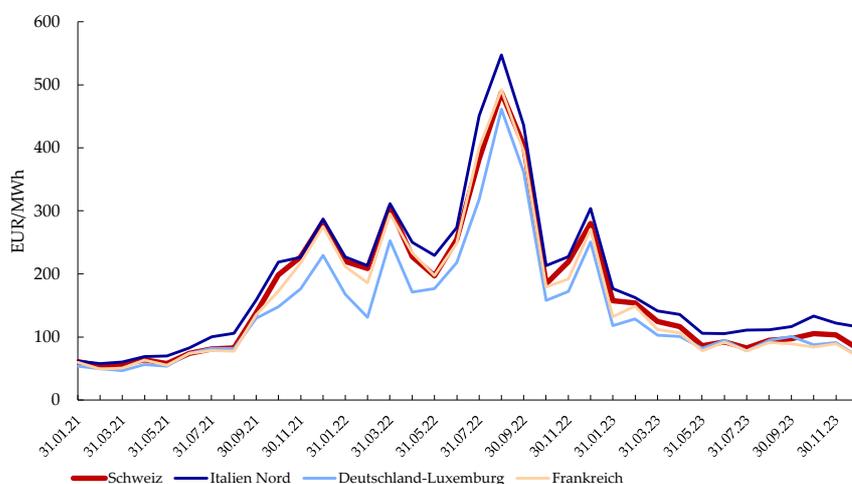


Abbildung 11: Monatliche Day-Ahead Durchschnittspreise der Schweiz, Norditalien, Frankreich und Deutschland-Luxemburg (2021 – 2023), (Quelle: Swiss Economics mit Daten von der ENTSO-E Transparency Platform).

Das monatliche Day-Ahead Volumen schwankt nicht unerheblich von 2018 bis 2024, bleibt aber in einem Intervall von meist 1.9 TWh bis 2.5 TWh.

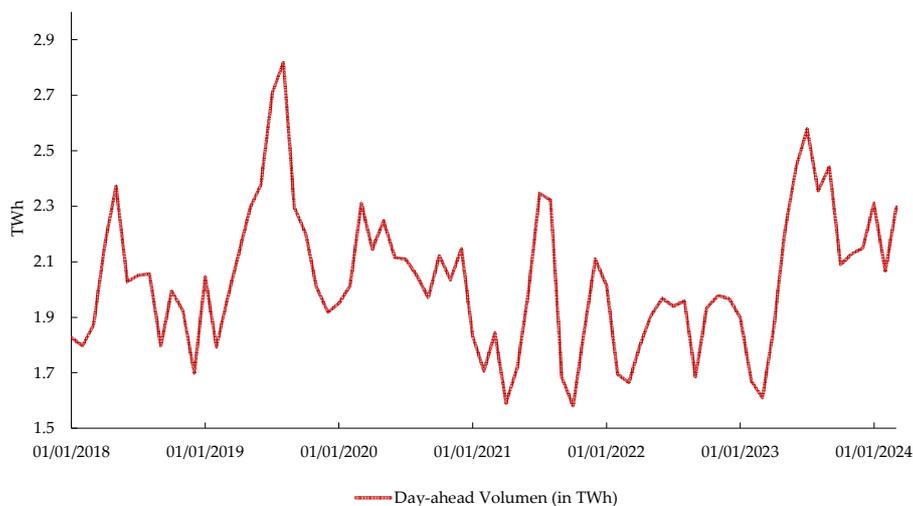


Abbildung 12: Monatliches Day-Ahead Volumen der Schweiz, (Quelle: Swiss Economics mit Daten von EPEX Monthly Reports.)

Am Intraday Markt der EPEX SPOT wird der gehandelte Strom am selben Tag geliefert. Seit dem 13. Juni 2018 werden in den wesentlichen EU-Mitgliedstaaten die Grenzkapazitäten und Energie im Intraday Handel gemeinsam (= implizit) gehandelt (sog. Market Coupling).

Die Schweiz ist nicht direkt an dem Market Coupling beteiligt. Nach der Einführung von XBID³² hat das gehandelte Volumen im Intraday Markt Schweiz stark abgenommen. Um die niedrige Liquidität zu kompensieren, hat die EPEX spezielle Intraday-Auktionen für die Schweiz etabliert.

³² Cross-Border Intraday Market Project



Mit der Einführung des Local Implementation Project (LIP 14) und des Single Intraday Coupling (SIDC)³³ in Italien am 21. September 2021 wurden die impliziten Intraday-Auktionen an der italienisch-schweizerischen Grenze in explizite Auktionen umgewandelt. Die Kapazitäten müssen nun im Voraus über das Joint Allocation Office ersteigert werden.

Die Durchschnittspreise im Intradayhandel blieben bis etwa 2021 relativ stabil, dann stiegen sie wie am Day-Ahead Markt bis zu rund 400 Prozent zwischen Anfang 2021 und dem dritten Quartal 2022 an.

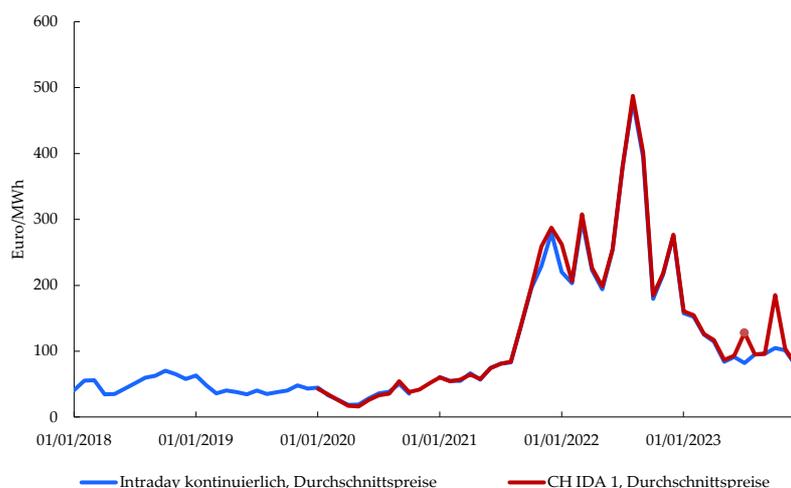


Abbildung 13 : Monatliche Intraday Durchschnittspreise in der Schweiz, (Quelle: Swiss Economics mit Daten von Swiss Energy Charts.)

Die folgende Abbildung zeigt ergänzend das schlagartige Absinken der Handelsvolumina aufgrund der Nichtteilnahme der Schweiz am Market Coupling ab Mitte 2018 auf.

³³ LIP 14 (Local Implementation Project 14) ist ein Projekt zur Integration des italienischen Strommarktes in die europäische einheitliche Intraday-Kopplung. SIDC (Single Intraday Coupling) ist das System zur Kopplung der europäischen Intraday-Strommärkte, das kontinuierlichen grenzüberschreitenden Stromhandel und implizite Auktionen zwischen den teilnehmenden Ländern ermöglicht.

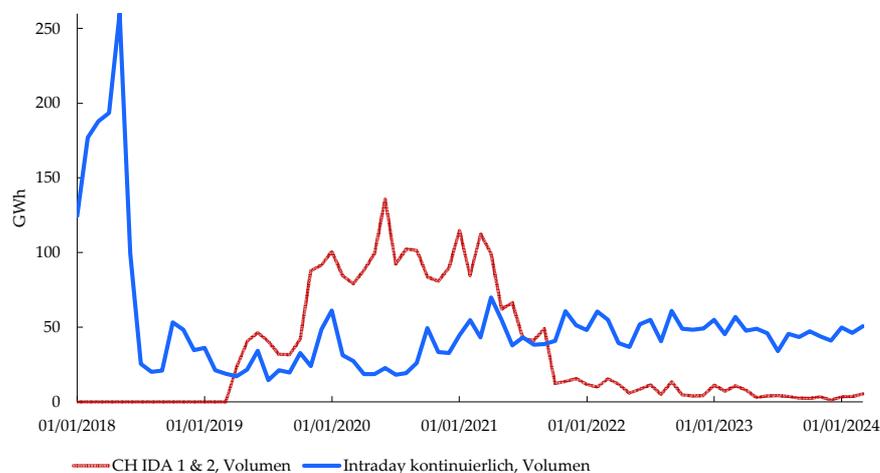


Abbildung 14: Monatliches Intraday Volumen der Schweiz, (Quelle: Swiss Economics mit Daten von EPEX Monthly Reports.)

Die blaue Linie weist dabei das kontinuierlich gehandelte Volumen im Schweizer Intraday-Markt aus, die rote Linie die Intraday-Auktionen (IDA 1 und IDA 2) gehandelte Volumina. Die Einführung der Intraday-Auktionen im April 2019 half zunächst das gesamte Handelsvolumen zu erhöhen, diese Volumina sind aber nach September 2021 zusammengebrochen.

5.1.2 Terminmarkt

Am kontinuierlichen Terminmarkt der Strombörse EEX in Leipzig können standardisierte Futures zu festen Preisen für den Schweizer Strommarkt gehandelt werden. Diese sind in verschiedenen Lieferzeiten verfügbar, von Tagen und Wochen bis hin zu Monaten, Quartalen und Jahren, wobei das Maximum bei 10 Jahren liegt. Seit 2023 sind neben Swiss Power Base Futures auch Swiss Power Peak Futures im Handel verfügbar. Bei Base Kontrakten wird der Strom über den gesamten Tag geliefert, während bei Peak Kontrakten der Strom nur während den Höchstlastzeiten³⁴ geliefert wird. Future Spreads, die den Handel der Preisdifferenz zwischen verschiedenen Lieferländern ermöglichen, können ebenfalls für die Schweiz gehandelt werden. Schweizer Optionen sind bisher nicht erhältlich.

Die nachfolgende Abbildung zeigt, dass die Preise für Base Power Futures mit einer Lieferzeit in der Schweiz denen in Deutschland weitestgehend entsprechen. Beide weisen einen starken Preisanstieg von ungefähr 1'000 Prozent zwischen dem letzten Quartal 2021 und dem dritten Quartal 2022 auf, gefolgt von einem ähnlich ausgeprägten Rückgang auf ein Preisniveau, das ca. doppelt so hoch ist wie im Jahr 2021.

³⁴ Montag bis Freitag 8 bis 20 Uhr.

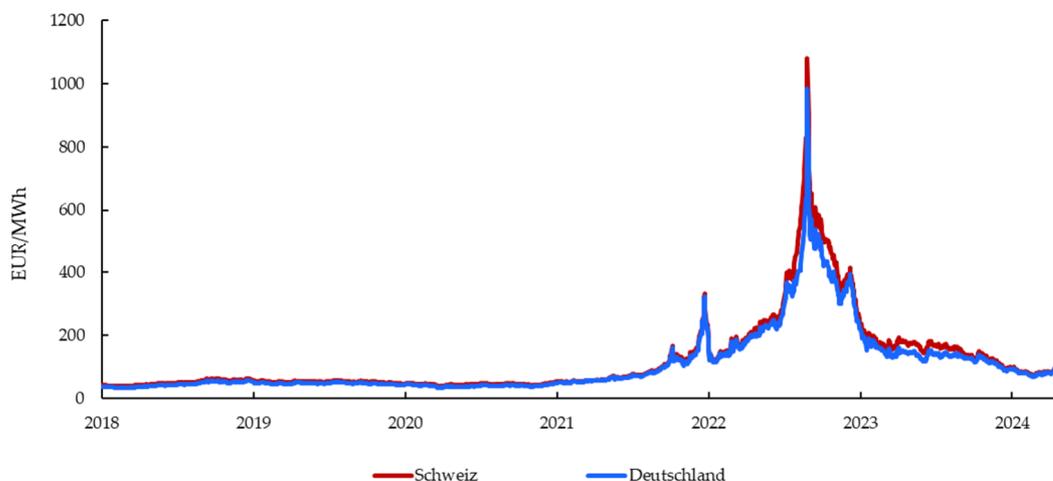


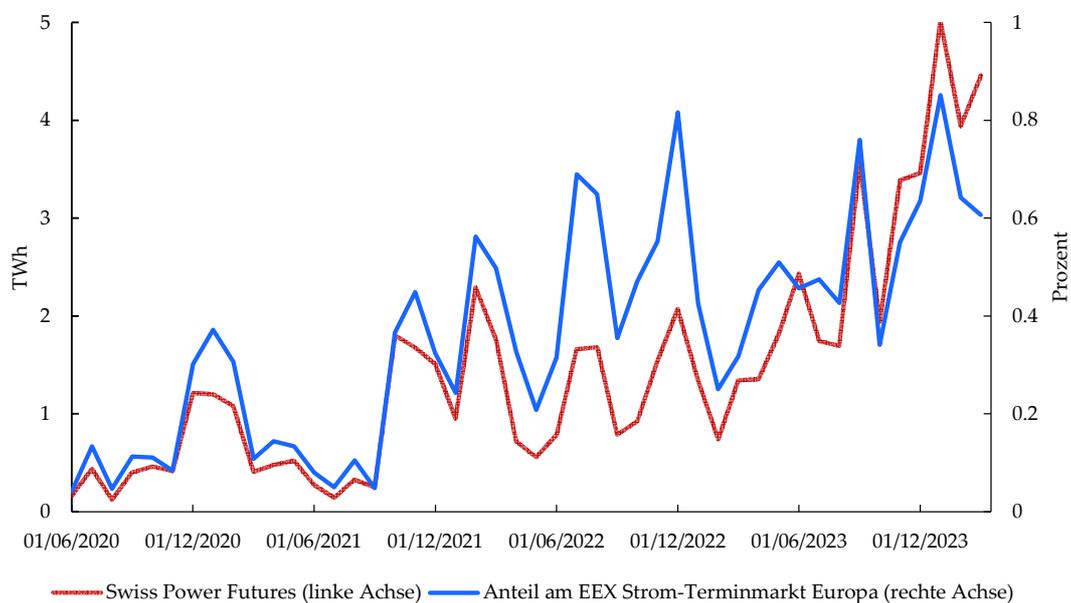
Abbildung 15: Preise von Base Power Futures mit einer Lieferzeit für das folgende Lieferjahr, (Quelle: Abbildung der EICom anhand von EEX Daten.)

Der ausserordentliche Preisanstieg zwischen 2021 und 2023 ist auf den tiefen Füllstand der europäischen Gasspeicher sowie steigende die Kohlepreise zurückzuführen. Hinzu kam die wirtschaftliche Erholung nach der ersten Corona-Welle im Herbst 2021, welche die Nachfrage gestützt hat. Eine massgebliche Verschärfung der Lage auf den Märkten fand durch den Einmarsch Russlands in die Ukraine und die darauffolgenden Sanktionen im ersten Quartal 2022 statt. Zugleich musste Frankreich im Sommer 2022 aufgrund des Stillstands von mehr als der Hälfte der französischen Kernkraftwerke Strom importieren. All diese Faktoren und die Angst vor einer Mangellage führten zu einem historisch einmaligen Anstieg der Strompreise in der Schweiz.

Die stark ändernden Preise haben an Börsen zu sogenannten Margin Calls geführt. Diese können erhebliche Liquiditätsprobleme bei den Händlern auslösen.³⁵ Während der Energiekrise waren Stromhändler mit Long-Positionen (Nettoverkäufer am Terminmarkt) davon betroffen. Für die gestiegenen Terminmarktpreise mussten entsprechend höhere Sicherheiten hinterlegt werden, was innert kurzer Zeit zu hohen Liquiditätsforderungen führte. Der Bund musste einen Rettungsschirm per dringlichem Gesetz schaffen, und diesen dann im September 2022 für die Axpo aktivieren.

Die nachfolgende Abbildung zeigt das Handelsvolumen der Swiss Power Futures in TWh an der EEX (rote Linie) sowie ihren prozentualen Anteil am gesamten europäischen Strom-Terminmarkt (blaue Linie) von Juni 2020 bis März 2024. Das Handelsvolumen der Swiss Power Futures hat im Laufe der Zeit stark zugenommen, mit einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von 34 Prozent. Von Ende 2022 bis Anfang 2024 stieg das Volumen um 3 TWh, während es zwischen Mitte 2020 und Ende 2022 um 1 TWh zunahm. Der Anteil der Swiss Power Futures am gesamten EEX-Markt hat sich im selben Zeitraum versechsfacht, bleibt aber im März 2024 mit 0.6 Prozent relativ gering.

³⁵ An Terminbörsen müssen die Parteien eines Future-Kontrakts Sicherheiten in Form von Bargeld oder Wertschriften auf einem sogenannten Marginkonto hinterlegen, damit die Erfüllung des Kontrakts gewährleistet ist. Gewinne und Verluste des Futures werden täglich bis zum Verfallsdatum über das Marginkonto zwischen den beiden Parteien verrechnet. Falls der Verlust einer Partei die Margin Anforderungen übersteigt (z.B. verursacht durch eine grosse, adverse Preisbewegung), wird ein sogenannter Margin Call ausgelöst. Dies bedeutet, dass die verlierende Partei mehr Sicherheiten hinterlegen muss, damit die Erfüllung des Kontrakts weiterhin garantiert ist. Andernfalls wird die Future Position von der Börse geschlossen.



Bemerkung: Das Volumen umfasst Swiss Base und Peak Power Futures aggregiert über alle Laufzeiten.

Abbildung 16: Volumen der Schweizer Futures und Anteil am Terminmarkt Europa, (Quelle: Swiss Economics mit Daten der EEX Monthly Reports.)

Ergänzend zu der Preis- und Mengenanalyse gab es eine Befragung der Marktteilnehmer (durch Swiss Economics).³⁶ Demnach ist die Transparenz auf dem EEX-Handelsplatz seit 2018 unverändert, wobei die Preisfindung mehrheitlich als transparent bewertet wird. Die Handelskosten, welche unter anderem Transaktionsentgelte oder fixe Gebühren für den Börsenzugang sowie Broker beinhalten, werden überwiegend als eher hoch eingestuft.

OTC-Terminmarkt

Neben den Börsen sind sog. OTC-Terminmärkte wichtige Handelsplätze. Auf ihnen werden standardisierte Forwards, strukturierte und massgeschneiderte Produkte bis hin zu Vollversorgungsverträgen gehandelt. Auch die «Performance» dieser Marktplätze wurde in einer Befragung untersucht:³⁷ Die Angebote auf dem OTC-Markt sind demnach für zwei Drittel der befragten Unternehmen ungefähr gleich teuer sind wie die Börsenprodukte. Das restliche Drittel der Unternehmen gibt an, dass OTC-Produkte bis zu 5 Prozent oder zwischen 5 und 10 Prozent teurer sind als Angebote an der Börse. Die Liquidität auf dem OTC-Markt wird mehrheitlich als hoch bewertet; sie ist aber seit 2018 leicht gesunken. Im Vergleich zur Börse ist der OTC-Markt weniger liquide. Die Preisfindung wird im Unterschied zur Börse als weniger transparent bewertet.³⁸ Die Handelskosten über OTC werden als niedrig eingeschätzt.

³⁶ Sie dazu näher im Bericht von Swiss Economics.

³⁷ Sie dazu ebenso im Bericht von Swiss Economics.

³⁸ Mehrere befragte Marktexperten haben allerdings erwähnt, dass die Einführung einer neuen Handelsplattform im Jahr 2019 (enmacc) dazu beigetragen hat, den OTC-Handel effizienter zu gestalten und die Transparenz zu erhöhen.



5.2 Regelenergiemärkte

Neben den Grosshandelsmärkten sind die Regelenergiemärkte von hoher Bedeutung. Zur Erhaltung der Netzfrequenz von 50 Hz wird die Regelleistung und -energie von Swissgrid in speziellen Auktionen beschafft. Wenn es zu physikalischen Differenzen kommt, wird die Regelenergie in einem dreistufigen System eingesetzt: Primär-, Sekundär-, und Tertiärregelenergie.

Die **Primärregelung** ist verantwortlich für den sekundenschnellen Ausgleich von minimalen Schwankungen im Stromnetz. Diese Regelung wird hauptsächlich von grossen Wasserkraftwerken automatisch bereitgestellt und muss innerhalb von 30 Sekunden abrufbar sein. Die Schweiz benötigt ungefähr 65 MW Primärregelleistung. Die Beschaffung erfolgt in einem gemeinsamen Markt (FCR Cooperation) zusammen mit den Übertragungsnetzbetreibern aus Österreich, Belgien, Tschechien, Dänemark, den Niederlanden, Frankreich, Deutschland und Slowenien; die Vergütung erfolgt «pay-as-cleared», wobei die abgerufene Primärregelenergie nicht zusätzlich vergütet wird. Swissgrid hat zusammen mit weiteren Übertragungsnetzbetreibern die Crowd-Balancing-Plattform «Equigy» gegründet. Im Jahr 2021 hat Swissgrid mit der ewz und Equigy ein Pilotprojekt gestartet, das Speichertechnologien wie zum Beispiel Batterien von Elektroautos zum Ausgleich kurzfristiger Schwankungen im Übertragungsnetz nutzt. Hierfür werden über Equigy automatisch dezentrale Energiequellen angezapft.

Die **Sekundärregelung** ist verantwortlich für den Ausgleich in einer Zeitspanne von wenigen Minuten bis zu 15 Minuten. Die Sekundärreserve muss innerhalb von 5 Minuten bereitgestellt werden³⁹ und beträgt ungefähr 400 MW. Swissgrid ist Teil der europäischen IN⁴⁰-Plattform (hervorgegangen aus der regionalen IGCC⁴¹-Plattform), die hilft, gegenläufige Aktivierungen von Regelenergie zu vermeiden; dies sparte in den Jahren 2022 und 2023 CHF 27 respektive 24 Millionen ein⁴². Die Beschaffung von Sekundärregelleistung (SRL) erfolgt mittels separater Auktionen für positive und negative Leistung in der Vorwoche; vergütet nach dem «pay-as-bid» Prinzip. Die Vergütung für die abgerufene Energie erfolgt seit Juni 2022 durch ein marktbasierendes Verfahren, welches an PICASSO⁴³ angelehnt ist und dem «pay-as-cleared» Prinzip folgt. Dabei werden nur die Angebote entschädigt, die tatsächlich abgerufen worden sind. Swissgrid ist aufgrund des fehlenden Stromabkommens nicht Teil der PICASSO-Plattform, in welcher der Austausch von Sekundärregelenergie (SRE) in Europa organisiert ist. Die Schweiz ist aber durch den Nachvollzug der Regeln bereit für eine Teilnahme. Seit Juni 2022 können auch zusätzlich freiwillige Angebote bis 25 Minuten vor Lieferung platziert werden. Swissgrid plant die Einführung eines Tagesprodukts, um den Markt für Sekundärregelung für weitere Anbieter attraktiver zu gestalten und so das Angebot zu erhöhen.

Die **Tertiärregelung** wird bei einer Unausgeglichenheit die länger als 15 Minuten dauert manuell aktiviert und eingesetzt. Die Tertiärreserve beträgt ungefähr 500 MW, wobei Abweichungen möglich sind. Die Beschaffung der Tertiärregelleistung (TRL) erfolgt mittels separater Auktionen für positive und negative Leistung. Die vorgehaltene Leistung wird gemäss dem «pay-as-bid» Prinzip entschädigt, die abgerufene Menge an Energie gemäss «pay-as-cleared». Es werden TRL-Auktionen für zwei Produkte durchgeführt: ein Wochenprodukt und ein vier-Stunden-Produkt. Im Februar 2020 hat Swissgrid den integrierten Markt (IM) eingeführt, was bedeutet, dass Energie für die

³⁹ Siehe ECom (2021). Regelleistung und Regelenergie.

⁴⁰ IN steht für Imbalance Netting.

⁴¹ IGCC steht für International Grid Control Cooperation.

⁴² Siehe die Berichte Regelleistung und Regelenergie der ECom.

⁴³ PICASSO steht für Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation, Swissgrid ist aufgrund des fehlenden Stromabkommens nicht Teil dieser Plattform.



Unausgeglichenheiten der Bilanzgruppen und internationale Redispatches⁴⁴ über denselben Markt abgewickelt werden. Swissgrid ist zudem Teil der TERRE⁴⁵-Plattform, die den Austausch von langsamer Tertiärregelenergie in Europa ermöglicht. Swissgrid ist bislang nicht Teil der MARI⁴⁶-Plattform, die innerhalb des europäischen Strombinnenmarkts den Austausch von schneller Tertiärregelenergie ermöglicht.

Zusätzlich zur dreistufigen, regulären Beschaffung setzt die Swissgrid seit 2016 die **vorgezogene Beschaffung** ein, um die Verfügbarkeit von sekundärer und tertiärer Regelleistung in den Wintermonaten zu gewährleisten und die Planungssicherheit zu erhöhen.

Die Kosten für die Regelleistung werden in den allgemeinen Systemdienstleistungstarif von Swissgrid integriert, während die Kosten für die Regelenergie den Bilanzgruppen als bezogene Ausgleichsenergie in Rechnung gestellt werden.

Durch die asymmetrische Struktur des Ausgleichsenergiepreismechanismus (AEPM) sind die Erlöse von Swissgrid höher als die Kosten, die für die Regelenergie anfallen. Die Differenz zwischen diesen Erlösen und den Regelenergiekosten verringert daher normalerweise die Kosten, die dem allgemeinen Systemdienstleistungstarif zugrunde liegen. Bis Jahresende 2025 soll ein neuer symmetrischer AEPM entwickelt werden, der Anfang 2026 eingeführt wird.⁴⁷

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Entwicklung der abgerufenen Menge Regelenergie. Während die Mengen an positiver bzw. negativer Sekundärregelenergie (SRE+, SRE-) ungefähr konstant geblieben sind, kam es bei der positiven (TRE+) und negativen (TRE-) Tertiärregelenergie zu einem deutlichen Anstieg um knapp 100 Prozent, massgeblich da es eine unzulängliche Prognosegüte bei den Bilanzgruppen gibt und einen erheblichen Zubau an Photovoltaik (PV).⁴⁸

⁴⁴ Redispatch bezeichnet Massnahmen im Stromnetz, bei denen die Erzeugung und der Verbrauch von Elektrizität angepasst werden, um Netzengpässe zu vermeiden und die Netzstabilität zu gewährleisten. Dabei werden Kraftwerke angewiesen, ihre Stromerzeugung zu erhöhen oder zu verringern, um die Lastflüsse im Netz zu optimieren. Siehe auch die ausführliche Erklärung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz <https://www.bmwk-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2015/06/Meldung/direkt-erklaert-redispatch.html>

⁴⁵ TERRE steht für Trans European Replacement Reserves Exchanges. An der Plattform sind inklusive der Swissgrid sechs ÜNBs beteiligt (Stand Juni 2024).

⁴⁶ MARI steht für Manually Activated Reserves Initiative. Der Unterschied von MARI und TERRE ist, dass MARI die Beschaffung und Aktivierung von schneller Tertiärregelung optimiert, während sich TERRE auf die langsame Tertiärregelung konzentriert.

⁴⁷ Dieser würde es den Bilanzgruppen ermöglichen, nicht nur ihre Fahrplanteure zu wahren, sondern auch zur Systemstabilisierung beizutragen und dabei zu verdienen.

⁴⁸ Auch die Beschaffungsformen haben einen relevanten Einfluss. Das Beispiel Deutschland zeigt jedoch, dass sich die Prognosequalität der Akteure mit der Zeit verbessert. Kurzfristig ist es jedoch möglich, dass es noch zu einem weiteren Anstieg von Ungenauigkeiten kommt.

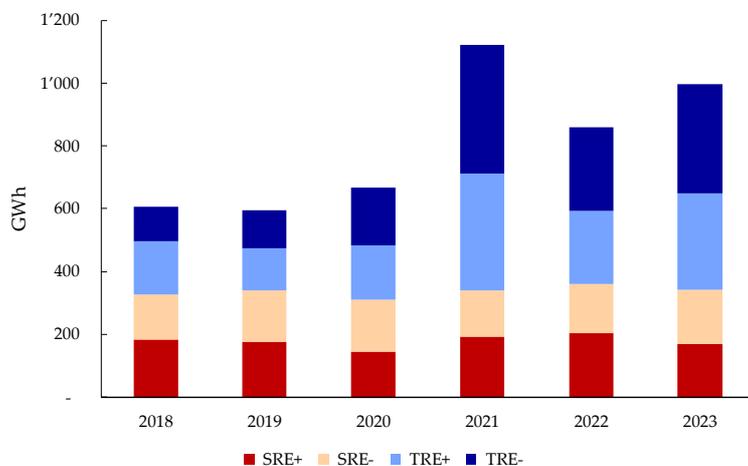
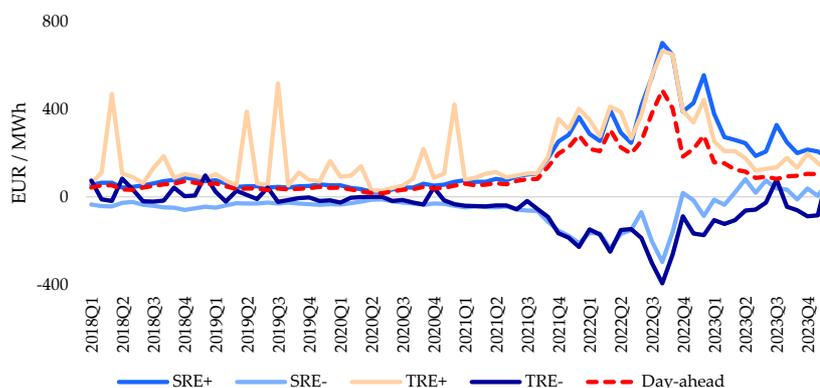


Abbildung 17: Entwicklung der Sekundär- und Tertiärregelenergiemenge, (Quelle: Swiss Economics mit Daten von Swissgrid)

Die nachfolgende **Erreur ! Source du renvoi introuvable**. Abbildung 18 stellt die Entwicklung der monatlichen Durchschnittskosten pro MWh für Regelenergie dar. Die Durchschnittskosten für positive Regelenergie folgen einem ähnlichen Muster wie die Preise am allgemeinen Strommarkt. In den Jahren 2021 und 2022 stiegen die Durchschnittskosten deutlich an und erreichten im August 2022 mit über 650 EUR/MWh für SRE+ und TRE+ ein Maximum. Im Jahr 2023 gingen die Kosten wieder zurück, erreichten jedoch noch nicht das Niveau von 2018 und 2019. Die negativen Kosten für SRE- und TRE- entstehen durch Opportunitäten der Lieferanten an anderen Märkten. D.h. die Lieferanten sind bereit einen positiven Preis für die Entnahme der Energie zu bezahlen, statt eine Vergütung zu erhalten, da sie die Energie an anderen Märkten weiterverkaufen können (dieser Effekt war während der Energiekrise am grössten).



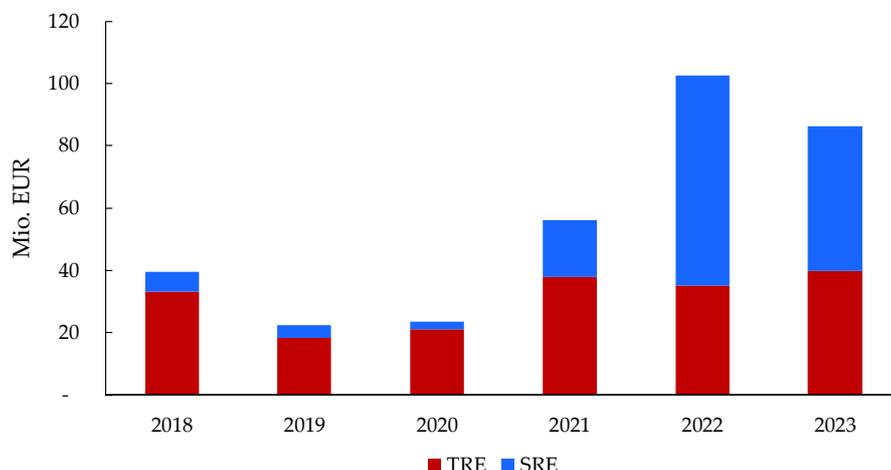
Bemerkung: Dabei handelt es sich um Durchschnittskosten der abgerufenen Mengen.

Abbildung 18: Entwicklung der monatlichen Durchschnittskosten pro MWh der Sekundär- und Tertiärregelenergie, (Quelle: Swiss Economics mit Daten von Swissgrid)

Die weitere Preisentwicklung am Regelenergiemarkt ist abhängig von der Entwicklung der Preise an den Grosshandelsmärkten, dem Verhalten der Akteure und den Entwicklungen am Marktdesign, v.a. eine Teilnahme an den europäischen Plattformen PICASSO und MARI und eine Vermeidung des Ausschlusses der Schweiz aus dem IN (früher IGCC). Ein weiterer Ausschluss hätte zur Folge, dass die Schweiz ungefähr doppelt so viel SRE benötigen würde. Dies würde bei der kurzen Schweizer Merit Order wahrscheinlich zu höheren Preisen führen.



Die nachfolgende Abbildung zeigt zusammenfassend die Entwicklung der Nettokosten.⁴⁹



Hinweis: Absolutwert der negativen und positiven TRE bzw. SRE Mengen wurden addiert (Addition des Betrags der Mengen).

Abbildung 19: Entwicklung der Nettokosten, (Quelle: Swiss Economics mit Daten von Swissgrid)

Die obige Abbildung zeigt auch, dass die Preiserhöhung v.a. von der SRE getrieben ist. Die Preiserhöhung fällt teilweise zusammen mit dem Wechsel des Vergütungsmodells im Juni 2022. Bis dahin war die Vergütung an den Schweizer Börsenpreis (SwissIX) gebunden. Neu wurde ein marktbasierendes Verfahren in Anlehnung an PICASSO eingeführt, bei welchem die Anbieter ein Gebot für Leistung und Energie abgeben. Aufgrund des derzeitigen PICASSO-Ausschlusses und einer kurzen nationalen Merit Order kann sich der Markt derzeit nur beschränkt ausspielen, da das Angebot relativ knapp ist im Verhältnis zur nachgefragten Menge.

Der erhebliche Anstieg der Preise für SRE+ (siehe die vorherige Abbildung) hat dazu geführt, dass 25 Versorger bei der ECom im Januar 2023 Beschwerde eingereicht haben, worauf diese eine Untersuchung eingeleitet hat. Die ECom will ab März 2025 eine (befristete) Preisobergrenze einführen. Es ist zumindest davon auszugehen, dass das neue Marktdesign erheblich zum Preisanstieg beigetragen hat, der insbesondere seit Frühjahr 2024 besonders ausgeprägt ist. Die von der ECom eingeführte Preisobergrenze für die Sekundärregelenergie ist bis Ende 2025 befristet. Weitere Massnahmen befinden sich derzeit in der Umsetzungsphase, um diese Märkte mittel- bis langfristig zu stabilisieren.

5.3 «Markt» für Reservekapazitäten

Die EU-Mitgliedstaaten haben in den letzten Jahren verschiedenste Arten von Kapazitätsmärkten eingeführt.⁵⁰ Die Schweiz hat solche Elemente mit der Wasserkraftreserve, den Reservekraftwerken und den Notstromgruppen eingeführt. Die ECom hat auf Basis ihrer im Juli 2023 aktualisierten Analysen zur mittel- und längerfristigen Stromversorgungssicherheit eine thermische Reservekraftwerkskapazität im Umfang von mindestens 400 Megawatt (MW) für das Jahr 2025 und 700 bis 1400 MW ab 2030 empfohlen. Aufgrund der anhaltenden Unsicherheiten wurde ein schrittweises Vorgehen gewählt.

⁴⁹ Ausgaben minus Einnahmen.

⁵⁰ Abgegolten wird dabei nicht die Energie selbst, sondern die reine Bereitstellung von Stromproduktionskapazitäten.



Wasserkraftreserve

Die Wasserkraftreserve wurde im Herbst 2022 gestützt auf die Verordnung über die Errichtung einer Wasserkraftreserve (WResV) eingeführt, um die Stromversorgungssicherheit für die Wintermonate zu gewährleisten. Im Oktober 2022 hat die hierzu beauftragte Swissgrid eine Gesamtenergiemenge von 400 GWh zu einem Durchschnittspreis von 739.97 Euro/MWh und Gesamtkosten von 296 Mio. Euro beschafft. Für den Winter 2023/24 hat die EICom – aufgrund der hohen Kosten – das Design der Beschaffung angepasst. Die Wasserkraftreserve wurde in gestaffelten Teilausschreibungen im Zeitraum von Mai bis September 2023 beschafft, um das Kostenrisiko durch allfällige Preisausschläge am Markt zu minimieren. Die Beschaffung von 400 GWh erfolgte zu einem durchschnittlichen Preis von 138.67 Euro/MWh und Gesamtkosten von 55 Mio. Euro, mithin 81 Prozent günstiger. Für den Winter 2024/25 hat die EICom die Wasserkraftreserve auf 300 GWh +/- 100 GWh festgelegt, da neu gepoolte Notstromaggregate zur Verfügung stehen und ein stetiger Ausbau der erneuerbaren Energien erfolgt ist. Die beschaffte Menge belief sich auf 250 GWh zu Gesamtkosten von 16.5 Mio. EUR. Mit dem Inkrafttreten des Mantelerlasses per 1.1.2025 werden Betreiber von Speicherkraftwerken künftig zur Vorhaltung einer Wasserkraftreserve verpflichtet. Die Kraftwerksbetreiber erhalten dafür eine moderate Pauschalabgeltung.

Reservekraftwerke Birr, Cornaux und Monthey

Im Herbst 2022 hat die Schweizerische Eidgenossenschaft mit der General Electric Global Services GmbH (GE) einen Vertrag über die Bereitstellung eines temporären Reservekraftwerks in der Gemeinde Birr, Kanton Aargau, abgeschlossen. Das Reservekraftwerk hat eine Gesamtleistung von 250 MW und ist seit März 2023 betriebsbereit. Es wird nur im Notfall betrieben und bis Ende des Jahres 2026 wieder abgebaut. Die Gesamtkosten für die ganze Laufzeit betragen rund 470 Mio. Franken (Kosten eines allfälligen Betriebs nicht inbegriffen). Zusätzlich hat der Bund die Kraftwerke Cornaux und Monthey unter Vertrag genommen, die eine Leistung von 86 MW bereitstellen. Sie kosten bis zum Vertragsende im Jahr 2026 rund CHF 30 Mio. Somit betragen die Fixkosten für die drei Reservekraftwerke rund CHF 500 Mio. Da die bestehenden Verträge im Jahr 2026 auslaufen, will der Bund neue Reservekraftwerke mit einer elektrischen Gesamtleistung von 400 MW unter Vertrag nehmen. Eine Ausschreibung im Zeitraum von Juli 2023 bis März 2024 wurde sistiert, da die offerierten Kosten zu hoch waren. Der Bund hat nun Direktverhandlungen aufgenommen. Eine Vergabe ist für das Frühjahr 2025 vorgesehen.

Notstromgruppen

Notstromgruppen dürfen normalerweise nur zu zeitlich eng beschränkten Testzwecken und im Falle eines Stromausfalls eingesetzt werden. Für die Winter 2023 bis 2026 wurde diese Beschränkung für Notstromgruppen, die an der Winterreserve teilnehmen, befristet aufgehoben. Um die Effizienz und Verfügbarkeit von Notstromgruppen für die Winterreserve zu maximieren, werden oft mehrere Anlagen zu sogenannten "Pools" zusammengefasst. Diese Pools funktionieren wie ein virtuelles Kraftwerk und werden von spezialisierten Unternehmen verwaltet. Im Winter 2023/24 betrug die Gesamtleistung ungefähr 135 MW. Der Bund hat das Ziel, die Gesamtleistung auf 280 MW auszubauen. Die Vergütung erfolgt mittels einer Bereitstellungsprämie von CHF 10'000 pro Winter pro MW und einer angemessenen Lieferprämie. Die gesamten Fixkosten für die Winter 2023 bis 2026 betragen somit zwischen CHF 5 und 9 Mio.

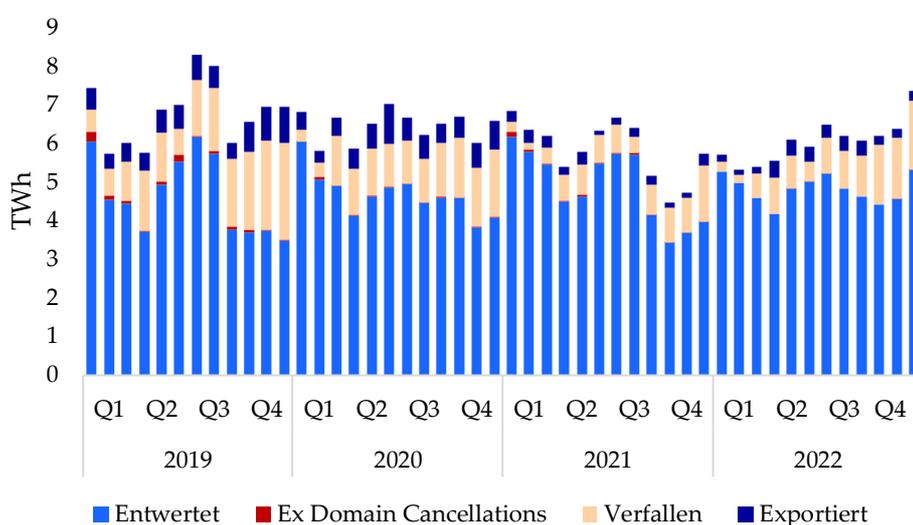
5.4 Markt für Herkunftsnachweise

Der Handel von Herkunftsnachweise (HKN) erfolgt durch eigenständige Zertifikate und ist vom physischen Stromfluss entkoppelt. Erzeuger erhalten für ihre ins Schweizer Netz eingespeiste Energie HKN ausgestellt, welche Zeitraum, Ort und Art der Erzeugung dokumentieren. Zugleich müssen Lieferanten



ihre Endkundinnen und -kunden seit 2006 einmal jährlich über den gelieferten Strommix informieren und die entsprechenden HKN beschaffen und bei Pronovo hinterlegen bzw. entwerten.⁵¹

Seit dem 1. Juli 2021 werden Schweizer HKN von der EU nicht mehr anerkannt, da die Schweiz über kein Abkommen mit der EU bezüglich der gegenseitigen Anerkennung von HKN verfügt. Die Schweiz akzeptiert jedoch weiterhin europäische HKN. Die Nichtanerkennung der Schweizer HKN in der EU hat eine untergeordnete Bedeutung für die Preisbildung. In der Schweiz besteht im Gegensatz zur EU die Pflicht, den gesamten Stromabsatz durch HKN zu decken, was eine entsprechende stabile Nachfrage schafft. Zwischen 2019 und 2022 wurden ca. 75 Prozent der HKN in der Schweiz entwertet. Exporte waren vor der Nichtanerkennung für knapp 10 Prozent und seither für knapp 5 Prozent der Abgänge verantwortlich. Die HKN-Preise in der Schweiz sind in der Regel höher als in Deutschland. Der Spread hat sich jüngst aber verringert. Eine Übersicht zur Verteilung der entwerteten Schweizer HKN findet sich in der folgenden Abbildung.



Bemerkung: Entwertet: HKN wurde in der Schweiz verwendet; Ex Domain Cancellations: HKN wurde in einem Land entwertet und in einem anderen Land zur Stromkennzeichnung verwendet; Verfallen: HKN wurde nicht fristgerecht entwertet oder exportiert; Exportiert: HKN wurde exportiert.

Abbildung 20: Abgänge Herkunftsnachweise, (Quelle: Swiss Economics mit Daten von Pronovo)

HKN werden entweder OTC oder über Vermarktungsplattformen gehandelt. Der HKN-Markt hat sich seit 2018 mit der Eröffnung der OTC-Plattform enmacc im Jahr 2019, GreenPowerHub im Jahr 2023 und der Schliessung der grössten Handelsplattform der Schweiz, der Ökostrombörse im Jahr 2023, verändert. Die Marktumfrage von Swiss Economics legt dabei nahe, dass sich Transparenz und Liquidität eher reduziert haben. Der Markt ist aktuell stärker durch OTC-Geschäfte geprägt. Gleichzeitig wird die Liquidität inhärent auch durch die eingeschränkte Verfügbarkeit von Schweizer HKN für Erneuerbare geprägt.

Preisentwicklung

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Entwicklung der gewichteten Durchschnittspreise für HKN, die in der Grundversorgung bzw. am freien Markt verwendet werden.

⁵¹ Pronovo ist im Auftrag des Bundes verantwortlich für das Herkunftsnachweissystem und stellt sicher, dass HKN nicht doppelt entwertet werden können.

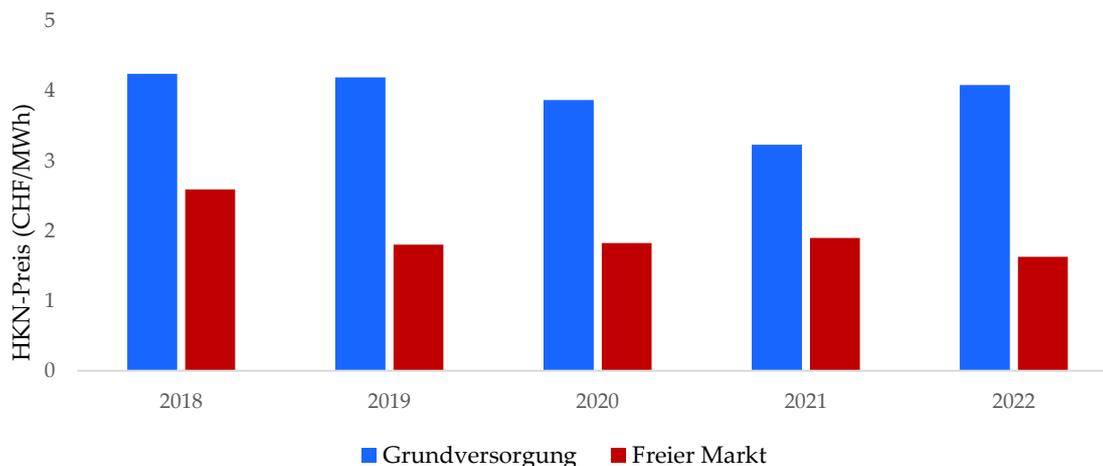


Abbildung 21: Vergleich HKN-Preise in der Grundversorgung und dem freien Markt, (Quelle: Swiss Economics mit Daten aus der Netzbetreiberbefragung der ECom)

In der Periode von 2018 – 2022 zeigt sich kein eindeutiger preislicher Trend. In der Grundversorgung haben HKN durchschnittlich knapp 4 CHF/MWh bzw. 0.4 Rappen/kWh gekostet. Dies entspricht knapp 2 Prozent des Durchschnittspreises für Strom eines typischen Haushalts im Jahr 2022⁵². Die HKN, die von Kunden am freien Markt bei den Netzbetreibern bezogen wurden, haben knapp 2 CHF/MWh gekostet. Ein möglicher Grund für diese Preisunterschiede ist die marktliche Heterogenität. Verschiedene Faktoren, wie die Produktionsart (z.B. Wind, Wasser), Ort (z.B. Schweiz, Deutschland), Qualität und Zertifizierungsstandard (z.B. naturemade star) beeinflussen den Preis der HKN. Dabei werden Kunden in der Grundversorgung häufig mittels Green Defaults in Richtung nachhaltigerer Produkte mit tendenziell höheren Preisen für HKN gelenkt⁵³. Ein weiterer Grund für die Preisunterschiede könnte die Verfügbarkeit verschiedener Produkte sein. Die Kunden am freien Markt haben eine grössere Auswahl oder können individuell zugeschnittene Produkte kaufen. Wenn die Stromkosten wesentlich sind, kaufen sie am freien Markt meist das günstigste Produkt.

Ausblick

Im Jahr 2027 wird eine quartalsscharfe Stromkennzeichnung bei den HKN eingeführt. In Zukunft ist es somit nicht mehr möglich, für die Kennzeichnung des Stromverbrauchs im Winter HKN aus der Sommerproduktion zu verwenden.

5.5 Entwicklung eines PPA-Marktes

Seit 2018 erlangen langfristige Stromabnahmeverträge, sogenannte PPAs an Bedeutung. Unter PPAs im weiteren Sinn werden Stromabnahmeverträge verstanden, welche zwischen einem Stromerzeuger und einem Kunden (z.B. einem Energieversorger oder einem Unternehmen) langfristig zu einem vorgängig festgelegten Preis abgeschlossen werden. PPAs im engeren Sinn sind ein Stromabnahmevertrag, der Strom aus einem spezifizierten Kraftwerk in eine Bilanzgruppe liefert und die zugehörigen HKN zur Verfügung stellt. Die HKN sind bei gepoolten PPA i.d.R. nicht kraftwerks- sondern technologiebezogen.

⁵² Im Jahr 2022 hat ein durchschnittlicher Haushalt 21.2 Rp./kWh (212 CHF/MWh) bezahlt (siehe ECom).

⁵³ Beispielsweise zahlt man für das Standardprodukt der BKW 11 CHF / MWh mehr als für das günstigste Produkt (siehe BKW.ch).



Genauere Zahlen zu der Entwicklung von PPA sind derzeit nicht verfügbar. Da es sich bei PPA um ein Origination-Geschäft handelt, werden diese nicht standardisiert auf einer Börse gehandelt, sondern nach Kundenwünschen angepasst und es wird ein Preis festgelegt. Für die Mehrheit der von Swiss Economics befragten Stromunternehmen (28 von 49) haben PPAs (noch) keine Bedeutung. Etwa ein Fünftel (zehn Unternehmen) beschaffen Schweizer Strom durch PPAs und neun Unternehmen würden gerne mehr Schweizer Strom über PPA beschaffen. Auf der Angebotsseite gibt es drei Unternehmen, welche PPAs für Schweizer Strom anbieten und 2 Unternehmen, welche gerne mehr PPAs für Schweizer Strom anbieten würden. Die wichtigsten Anbieter von PPA in der Schweiz sind die Axpo, die BKW und die Alpiq, aber auch weitere grössere Produzenten. Die Erzeuger sind meist Anbieter, welche ihre Eigenproduktion vermarkten. Typische Abnehmer sind grosse Industriebetriebe wie Chemiefirmen oder Multi-Site-Kunden wie die Detailhandelsketten, welche über gepoolte Standorte verfügen, Kantonswerke und auch grössere Stromversorger. Die Abnehmer benötigen in der Regel ein sehr gutes Rating und nutzen PPA in der Absicherung zukünftiger Strompreise und für das Erreichen von Nachhaltigkeitszielen durch die physische Produktion von lokaler und erneuerbarer Energie. Die Verfügbarkeit von PPA auf dem Schweizer Markt wird als zunehmend knapper eingeschätzt. Die durchschnittlich gehandelte Kapazität beträgt 1 bis 3 MW pro PPA. Bei PPA aus Wind und Solar sind die Kapazitäten tiefer als bei Wasserkraft.

Unterschiedliche Vertragslösungen

Bei PPA gibt es ein sehr breites Spektrum an Produkten. Primär wird zwischen On-site und Off-site PPA unterschieden. Bei On-site PPA wird der Strom direkt von der Anlage, welche sich auf dem Betriebsgelände des Kunden befindet, geliefert. Dadurch kann der Verbraucher Netzgebühren einsparen. Bei Off-site PPA wird die Energie ausserhalb des Betriebsgeländes des Kunden erzeugt und in das Netz eingespeist. In der Schweiz werden mehrheitlich Off-site PPA abgeschlossen. On-site PPA werden vor allem von der Schwerindustrie genutzt. Bei Off-site PPA sind auch virtuelle PPA denkbar.⁵⁴ Gemäss Expertenangaben werden mehrheitlich «Pay as produced»-Verträge abgeschlossen, in welcher der Käufer die gesamte in der Anlage produzierte Energiemenge oder ein vorgängig festgelegter Prozentsatz davon zum PPA-Preis kauft. Die Dauer des PPA-Vertrages wird kraftwerksspezifisch festgelegt mit einer normalen Laufzeit zwischen 5 und 15 (ausnahmsweise auch 20) Jahren, wobei die meisten PPAs eine Laufzeit zwischen 6 und 10 Jahren haben. In der Schweiz werden vor allem PPA aus bestehenden Wasserkraftanlagen gehandelt. Dabei handelt es sich um gepoolte Wasserkraft, welche aus Speicher- und Laufkraftwerken gewonnen wird. Zusätzlich gibt es noch vereinzelte PPA bei grossen Solaranlagen. Der Ausbau von alpinen Solaranlagen oder Windenergie habe laut Experteneinschätzung zukünftiges Potenzial. Die PPA-Preise sind recht unterschiedlich und hängen auch von der Ausgangslage des Anbieters ab. So haben Erzeuger ohne Grundversorgung einen höheren Hedging-Bedarf zukünftiger Energiemengen und bieten daher günstigere Preise an.

Schweizer PPA-Markt im europäischen Vergleich

Im Vergleich zum europäischen PPA-Markt ist die Entwicklung des Marktes in der Schweiz, insbesondere angebots- als auch volumenmässig, noch am Anfang. Seit dem Jahr 2020 ist der europäische PPA-Markt um 250 Prozent (gemessen an der vertraglichen Leistung) gewachsen. Die stärkste Zunahme gab es bei PPA bei aus Solarenergie. Das europäische Land mit der höchsten gehandelten

⁵⁴ Bei virtuellen PPA handelt es sich um Finanzkonstrukte, in welchen die Kunden die Differenz aus dem PPA-Preis und Spotpreis erhalten/zahlen und dafür HKN erhalten, die Energie jedoch von einem anderen Lieferanten (meist auch in einem anderen Land) erhalten. Die Nachfrage nach virtuellen PPA ist in der Schweiz gering, da die Energie nicht direkt aus lokalen erneuerbaren Kraftwerken stammt.



Kapazität an PPA ist Spanien mit einer gehandelten Kapazität von 8.1 GW gefolgt von Deutschland (4.6 GW) und Schweden (4.2 GW).

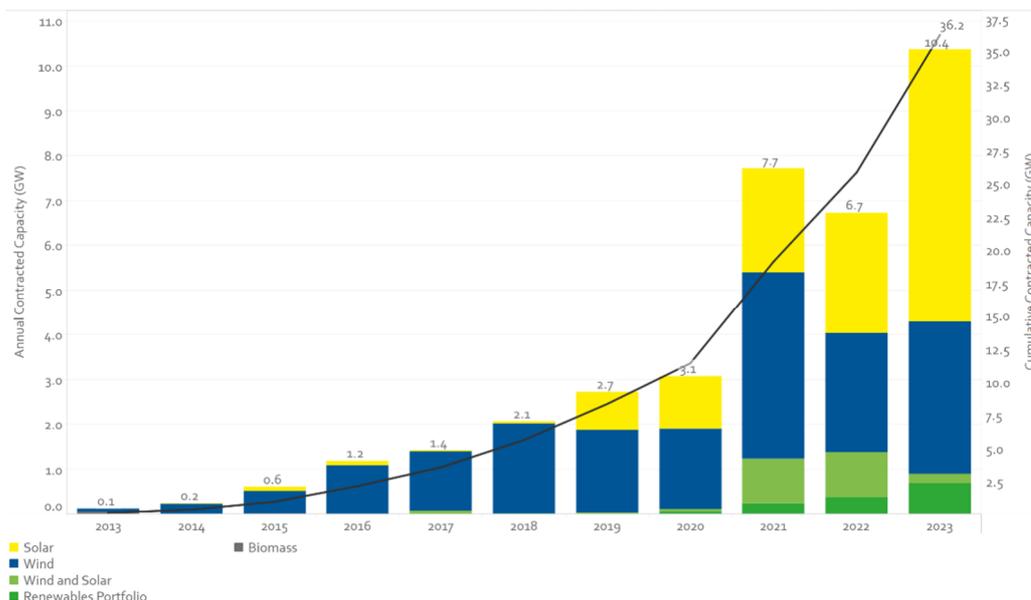


Abbildung 22: Entwicklung des europäischen PPA-Marktes, (Quelle: resource-platform.eu)

Durch den Bau grösserer Solaranlagen und Windkraftwerken ist jedoch auch in der Schweiz eine Zunahme von PPAs zu erwarten. Zudem ist der Mantelerlass ein fördernder Aspekt, da durch den erforderlichen Mindestanteil von 20 Prozent erneuerbarer Inlandproduktion ein Nachfrageimpuls zu erwarten ist.

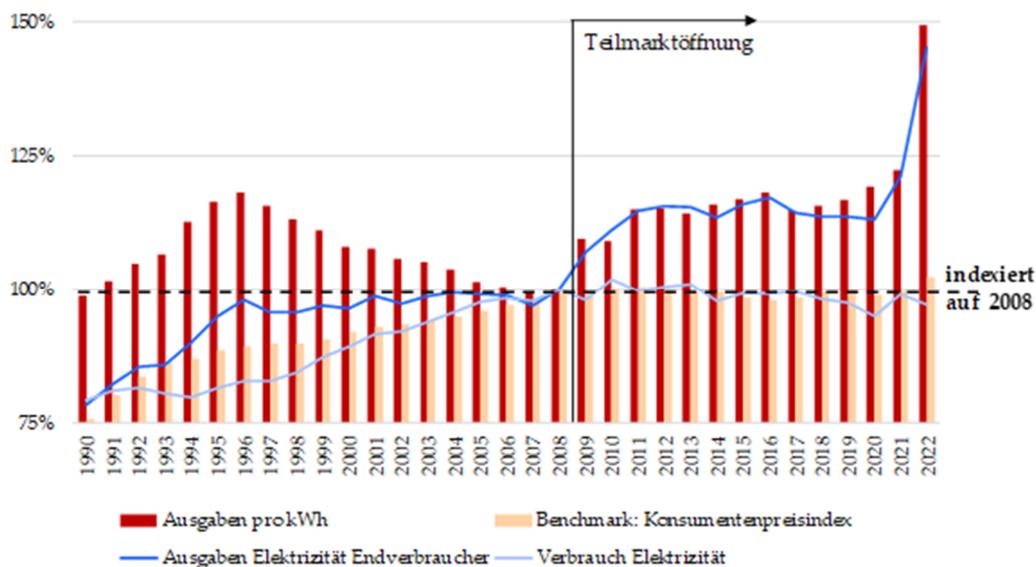
6. Grundversorgung und freier Endkundenmarkt

In diesem Kapitel werden die Entwicklungen auf dem Endkundenmarkt beleuchtet. Kapitel 6.1. bietet einen Überblick zu den Ausgaben der Endverbraucher. Danach erfolgt in Kapitel 6.2 eine Analyse der Beschaffungsformen der Verteilnetzbetreiber. In Kapitel 6.3 werden Veränderungen bei der Grundversorgung beschrieben. Anschliessend werden in Kapitel 6.4 Veränderungen im liberalisierten Marktsegment dargestellt.

6.1 Entwicklung Elektrizitätsausgaben Endverbraucher

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Entwicklung bis 2022 der jährlichen Elektrizitätsausgaben für Endverbraucher in der Schweiz, sowie den jährlichen Stromverbrauch. Die Daten sind auf das Jahr 2008 indexiert (100% im Jahr 2008), ein Jahr vor der Teilmarktöffnung.⁵⁵

⁵⁵ Die Daten stammen vom BFS und beruhen auf einer Umfrage bei 185 Elektrizitätsunternehmen. Diese Stichprobe ergibt einen jährlichen Anteil von über 80 % am Endverbrauch von Elektrizität.



Bemerkungen: Zeitreihen indiziert auf das Jahr 2008. Seit der Teilmarktöffnung sind die Kosten pro Energieeinheit um ca. 50% gestiegen.

Abbildung 23: Entwicklung Elektrizitätsausgaben seit 1990, indiziert auf 2008 (Quelle: Swiss Economics anhand Daten des BFS.)

Auffällig ist, dass die Ausgaben für Strom pro kWh von Mitte der 90er Jahre bis 2008 gesunken sind. Mit der Teilmarktöffnung erfolgte zunächst eine deutliche Steigerung massgeblich aufgrund höherer Netzkosten.⁵⁶ Danach sind die Strompreise bis 2016 leicht angestiegen, im Jahr 2017 gesunken und dann ab 2018 wieder leicht angestiegen. Im Zuge der Energiekrise sind die Preise zuletzt stark gestiegen.

Der Stromverbrauch ist seit der Teilmarktöffnung relativ konstant geblieben (hellblaue Linie) mit Rückgängen im Corona-Jahr 2020 und während der Energiekrise 2022. Die gestiegenen Gesamtausgaben (blaue Linie) sind somit in dieser Zeit weitgehendst preisgetrieben.

6.2 Energiebeschaffung der Verteilnetzbetreiber

Im Rahmen der Struktureigenschaften des Schweizer Strommarktes und auch für die Preisbildung sind neben der Eigentümerschaft auch die Formen der Energiebeschaffung der EVUs von hoher Bedeutung.

Diese sind zu unterscheiden in

- Vollversorgung,
- offener Liefervertrag mit Vorlieferant,
- offener Liefervertrag mit Dritten,
- strukturierte Beschaffung intern und
- strukturierte Beschaffung extern.

⁵⁶ Die Preissteigerung mit der Teilmarktöffnung dürfte zumindest zu einem wichtigen Teil mit der Möglichkeit der Neubewertung der Netze zusammenhängen. Von dieser Möglichkeit hatten zahlreiche Netzbetreiber Gebrauch gemacht und die ersten Jahre der Teilmarktöffnung waren geprägt von Rechtsstreitigkeiten zur Netzbewertung.



Seit 2018 gab es hier erhebliche Veränderungen. Der Anteil der Vollversorgung ist von fast 60 Prozent auf 40 Prozent gesunken, da der Vorteil der Preissicherung bei stark schwankenden Strompreisen abgenommen hat. Auch der Anteil der offenen Stromverträge, bei denen der nicht über den Markt beschaffte Strom von einem festen Lieferanten besorgt wird, ist gefallen. Konstant ist der Anteil der offenen Stromverträge mit einem Dritten. Deutlich zugenommen hat eine strukturierte Beschaffung, speziell von externen Dienstleistern ist sie von 15 Prozent auf 40 Prozent angestiegen, die interne strukturierte Beschaffung hat von 9 Prozent auf 12 Prozent zugenommen. Diese Beschaffungsform bietet bei schwankenden Strompreisen erhebliche Vorteile durch eine Risikostreuung, da sie zu unterschiedlichen Zeitpunkten erfolgt.

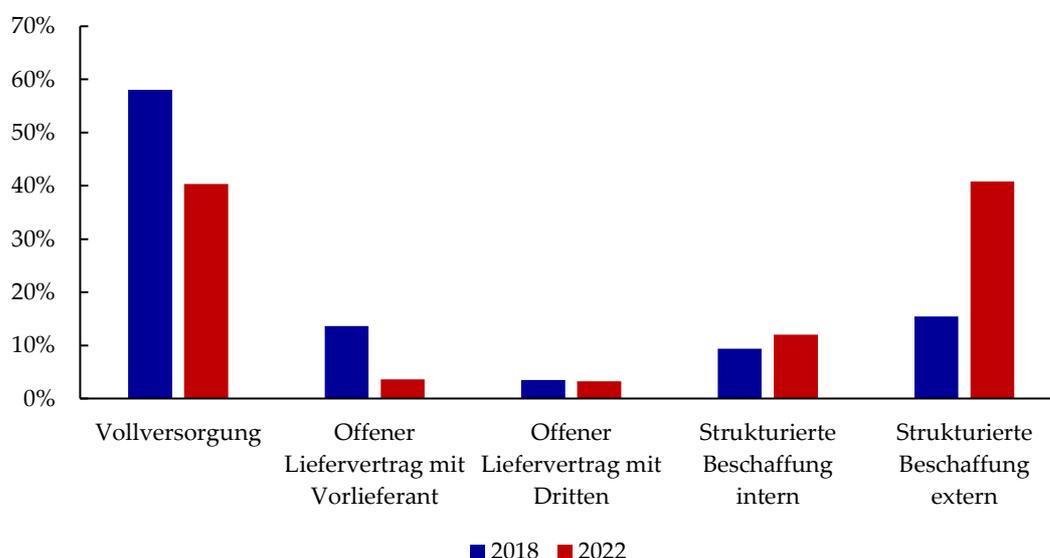


Abbildung 24: Hauptvariante der Beschaffung in den Jahren 2018 und 2022, (Quelle: Swiss Economics mit Daten der ECom Netzbetreiberbefragung.)

Die strukturierte Beschaffung ist auch in allen Rechtsformen erheblich angestiegen. Bei den EVU mit den meisten Messstellen war die die strukturierte Beschaffung schon 2018 mit 70 Prozent die Hauptvariante. Dieser Wert ist im Jahr 2022 auf 85 Prozent angestiegen. Gleichzeitig hat die Vollversorgung um fast 10 Prozentpunkte abgenommen und der offene Liefervertrag mit Dritten wird nicht mehr verwendet. Bei den EVU mit der geringsten Anzahl Messstellen haben sich der offene Liefervertrag mit Vorlieferant und die externe strukturierte Beschaffung ungefähr verdoppelt von 2018 bis 2022. Dafür wurde der Liefervertrag mit Dritten und die interne strukturierte Beschaffung weniger verwendet. Für die restlichen Perzentile ist ersichtlich, dass die externe strukturierte Beschaffung stark angestiegen ist und die Vollversorgung und der offene Liefervertrag mit Vorlieferant zurückgegangen sind.

6.3 Grundversorgung

In der Grundversorgung werden die Preise von der ECom überwacht. Die Angebote der Netzbetreiber unterscheiden sich typischerweise nach den Kategorien Ökostrom (Solar-, Wasser- oder Windenergie) oder Kernkraft, nach der Herkunft (Schweizer Kanton, Schweiz oder Europa) und der Zertifizierung (mit oder ohne naturemade-star Zertifizierung). Meistens werden den Endkunden drei oder vier verschiedene Angebote von einem Elektrizitätsversorger (EVU) offeriert. Dabei ist ökologischer Strom aus der Schweiz mit Zertifizierung das teuerste Produkt, während Kernenergie das günstigste Produkt darstellt.

Die Preise in der Grundversorgung variieren zum Teil erheblich. Die Gründe dafür sind:



- Unterschiedliche Netzkosten bestehen aufgrund von topografischen Gegebenheiten des Versorgungsgebiets, unterschiedlichem Konsumverhalten der Endverbraucher oder/und relevanten Effizienzunterschieden der Netzbetreiber.
- Differenzen im Energietarif ergeben sich aus einem differenzierten ökologischen Produktmix oder aus einem unterschiedlichen Anteil an Eigenproduktion. Netzbetreiber mit vorteilhaft ausgehandelten Bezugsverträgen im Energieeinkauf können bei günstigen Grosshandelspreisen die Energie günstiger anbieten als Unternehmen mit einem hohen Anteil an teurer Eigenproduktion. Dieser Effekt hat sich in der Energiekrise und auch noch danach umgekehrt.
- Differenzen bei den Vertriebsmargen der Netzbetreiber.

Eine wesentliche Rolle spielen bei einigen Netzbetreibern die Steuern und Abgaben an die Gemeinden, die erheblich variieren.

Nachdem die Tarife sowohl für die Netznutzungsentgelte wie für die Energie im Berichtszeitraum relativ konstant waren, stiegen sie im Jahr 2023 teilweise erheblich an. Die hohen Grosshandelspreise im ersten halben Jahr und während der Sommermonate stellten viele EVU vor grosse Herausforderungen. Nicht in jedem Fall ist es ihnen gelungen, die hohen Preise durch eine strukturierte Beschaffung über zeitlich verschobene Tranchen zu glätten. Mancherorts sind die Preise für die in der Grundversorgung gefangenen Kunden regelrecht explodiert.

Ein typischer Haushalt bezahlte 2023 rund 27 Rappen pro Kilowattstunde (Rp./kWh, alles Medianwerte, einwohnergewichtet). Dies entspricht einer Zunahme von total 27 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Insbesondere die Energietarife sind um rund 65 Prozent bzw. 7.94 Rp./kWh auf 13.08 Rp./kWh gestiegen.

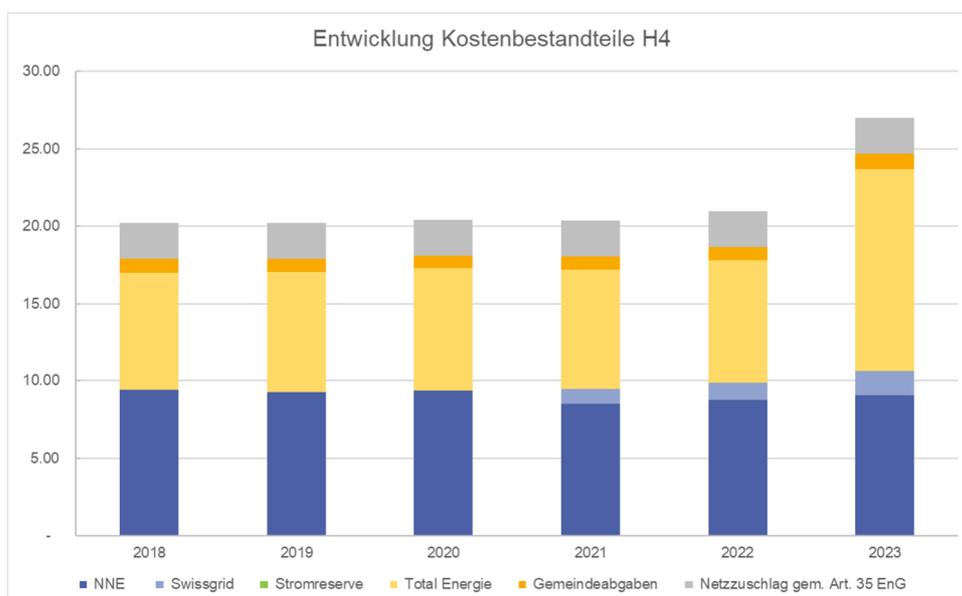


Abbildung 25: Kostenbestandteile des Gesamtstrompreises für das Konsumprofil H4 (Quelle: Tariferhebung EICom)



Die Unterschiede waren jedoch erheblich, wie nachfolgende Abbildung zeigt: das Maximum für den Totaltarif der Konsumgruppe H4⁵⁷ – also dem Profil der meisten Haushalte in der Schweiz – lag 2023 bei 70.78 Rp./kWh.

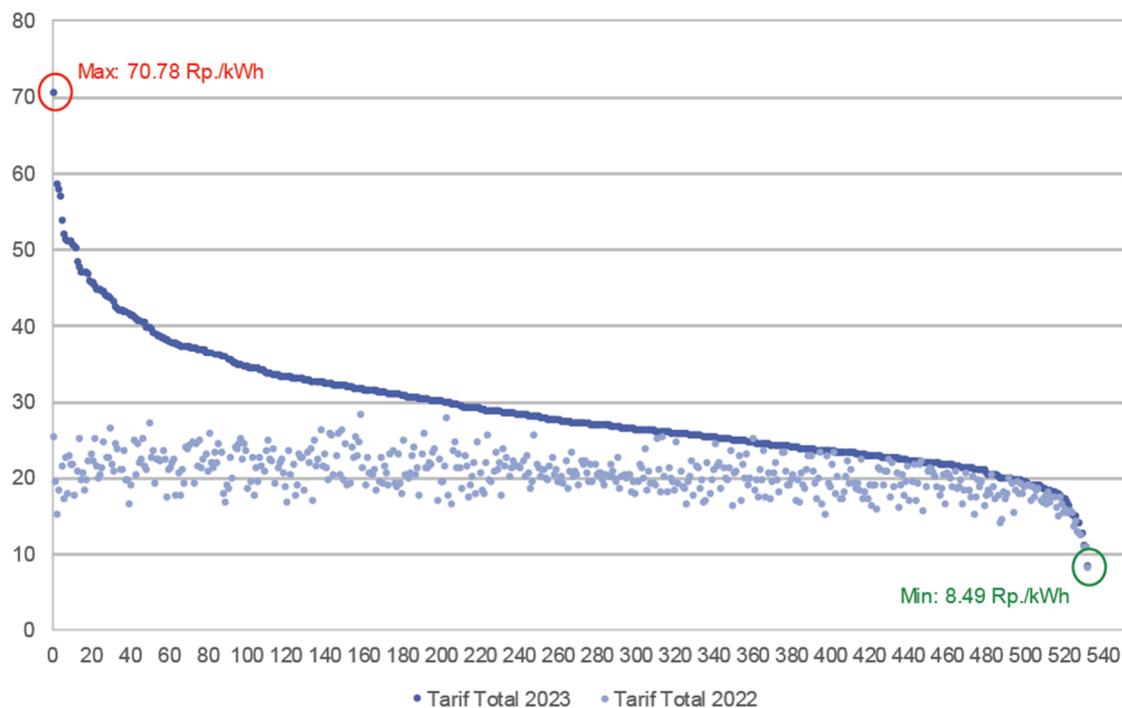


Abbildung 26: Verteilung der Grundversorgungstarife (H4) (Quelle: EICom)

Analyse der regionalen Preisunterschiede

Der Strompreisvergleich der EICom visualisiert die Stromtarife verschiedener Nutzerprofile sowie einzelne Tarifkomponenten in der Grundversorgung.

Angesichts der Energiekrise verdienen die Veränderungen bei Energiekomponente bei einer näheren Analyse besondere Aufmerksamkeit. Deren Bild hat sich von 2018 bis 2023 stark verändert. Tiefe Energiepreise im Jahr 2024 zeigen sich in den Kantonen Jura, Bern, Nid- und Obwalden, Tessin, Schwyz und Graubünden. Höhere Energietarife im Vergleich zum Median gab es in Zürich, Zug und Aargau. Fünf Jahre früher hatten die Kantone Fribourg, Neuenburg, Bern, Luzern, Solothurn und Jura im Vergleich deutlich höhere Energietarife. Die Ostschweizer Kantone, Zürich, Aargau, Graubünden und das Wallis wiesen vergleichsweise tiefere Energietarife auf.

⁵⁷ Typischer Haushalt mit einem Verbrauch von 4'500 kWh

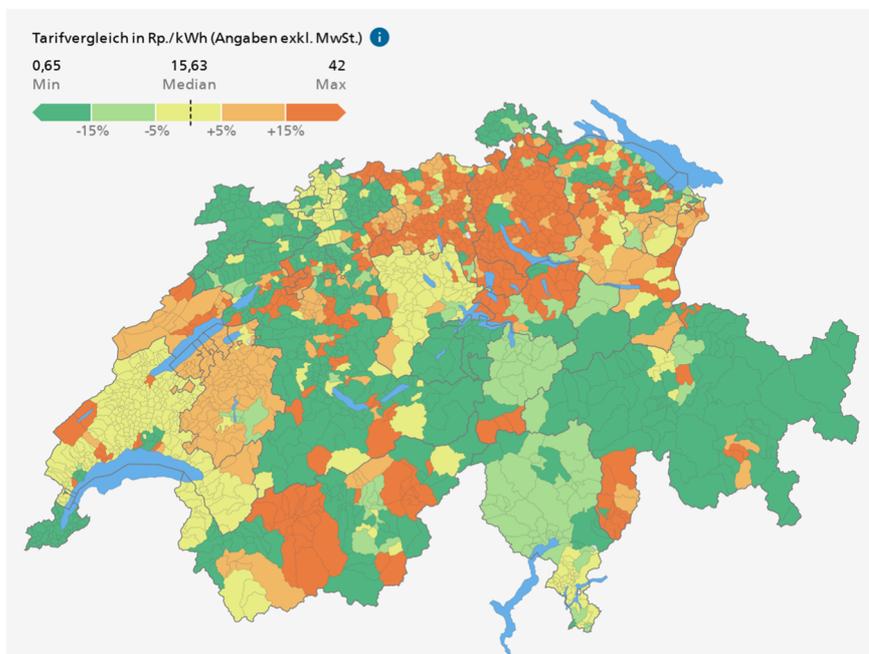


Abbildung 27: Regionale Unterschiede der Energiekomponente 2024 (Quelle: EICom Strompreisvergleich)

Ergänzend wird in einer Boxplot-Darstellung die Entwicklung der Energietarife für Haushaltskunden von 2018 bis 2024 visualisiert.

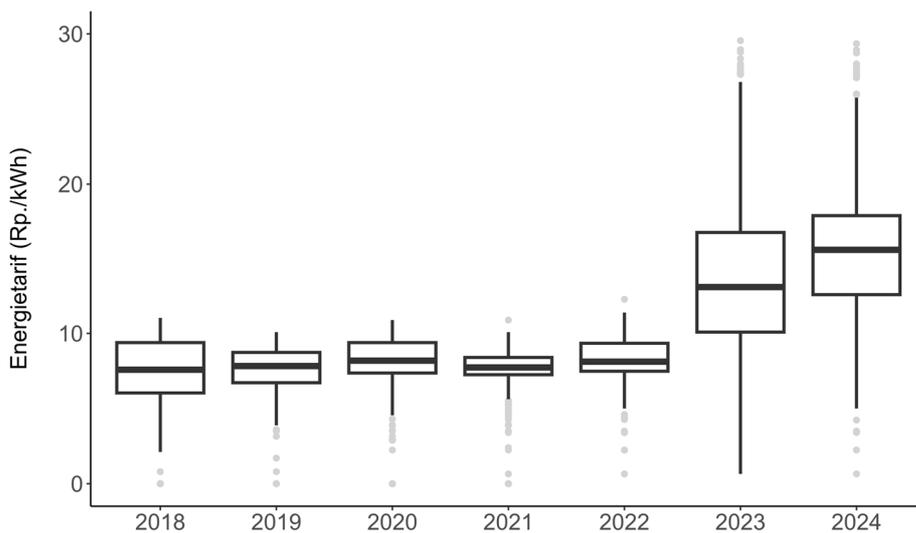


Abbildung 28: Entwicklung Energietarif Haushaltskunden (Quelle: Swiss Economics, Daten aus EICom Strompreisvergleich)

Wesentliche Veränderungen in der Grundversorgung für Haushaltskunden (H4) können exemplarisch für einzelne Netzbetreiber (-typen) aufgezeigt werden.⁵⁸

⁵⁸ Die dargestellten Netzbetreiber wurden ausgewählt, da sie interessante Entwicklungen aufweisen.

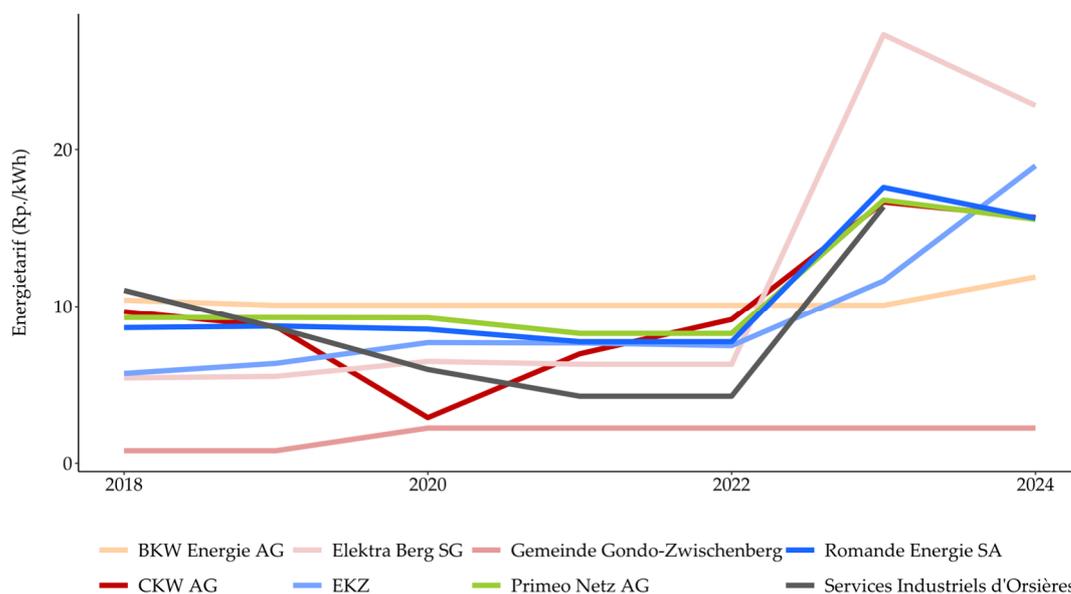


Abbildung 29: Energietarifentwicklung ausgewählter Grundversorger, (Quelle: Eigene Darstellung, Daten aus EICom Strompreisvergleich)

- Gondo-Zwischenberg weist einen sehr tiefen und konstanten Energietarif auf, welcher sich 2023 und 2024 nicht verändert hat.
- Ebenso konstant ist der Tarif der BKW, die aufgrund der hohen Eigenproduktion von einem teuren Anbieter zu einem vergleichsweise günstigen Anbieter mutierte.
- Die EKZ, welche 2018 einen tiefen Energietarif verzeichnete und auch 2023 noch vergleichsweise günstig war, ist im Jahr 2024 teurer als andere grössere Netzbetreiber.
- Elektra Berg SG, die wie viele kleinere Netzbetreiber von 2018 bis 2022 günstig war, verzeichnete 2023 einen enormen Anstieg des Energietarifs von 6 Rp./kWh auf 27 Rp./kWh, welcher 2024 nur wenig zurückgegangen ist.
- Romande Energie, CKW und die Primeo Energie als grössere Netzbetreiber zeigen vergleichbare Preisentwicklungen mit einer leichten Abnahme der Tarife bis 2022 und einem starken Anstieg im Jahr 2023.
- Services Industriels d'Orsières, welche 2018 den höchsten Tarif in der Schweiz aufwies, verbesserte sich stetig bis 2022 und war im Jahr 2023 auf demselben Niveau wie CKW, Romande Energie und Primeo Energie.

Die schweizweiten Unterschiede der Netztarife sind (auch da sie weniger von der Energiekrise betroffen sind) geringer als bei den Energietarifen. Von 2019 bis 2023 haben die Unterschiede sogar tendenziell abgenommen. Im Jahre 2024 kam es jedoch zu einem allgemeinen Anstieg der Netztarife; dabei haben auch die Unterschiede zwischen den Netzbetreibern wieder leicht zugenommen.

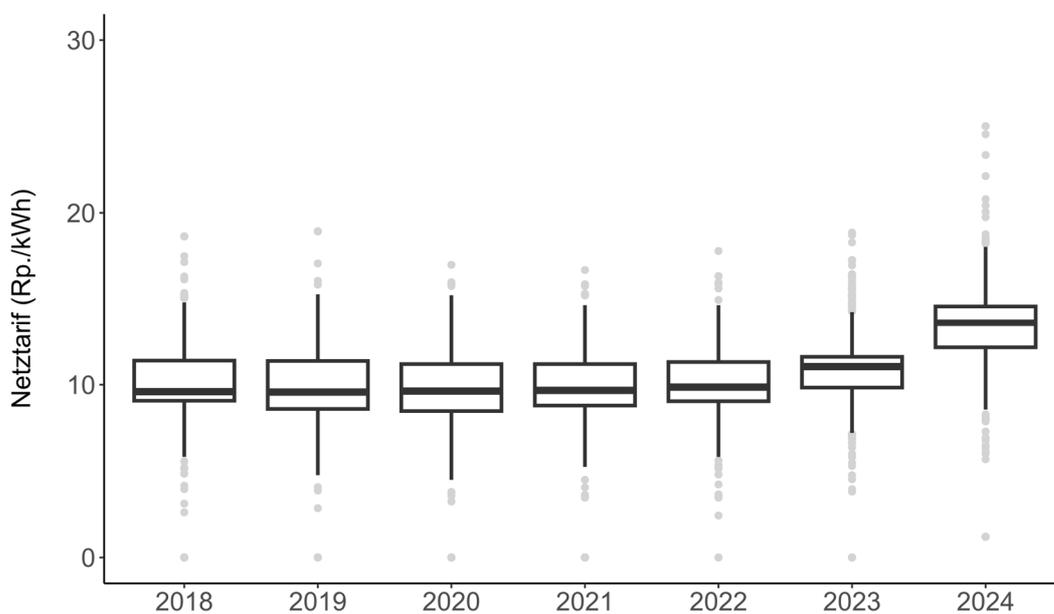


Abbildung 30: Entwicklung Netztarif Haushaltskunden (Quelle: Swiss Economics, *Daten aus ECom Strompreisvergleich*)
Auch die Netztarife weisen (aus den vorne angeführten Gründen) eine ganz erhebliche Streuung auf (s. Abbildung 31).

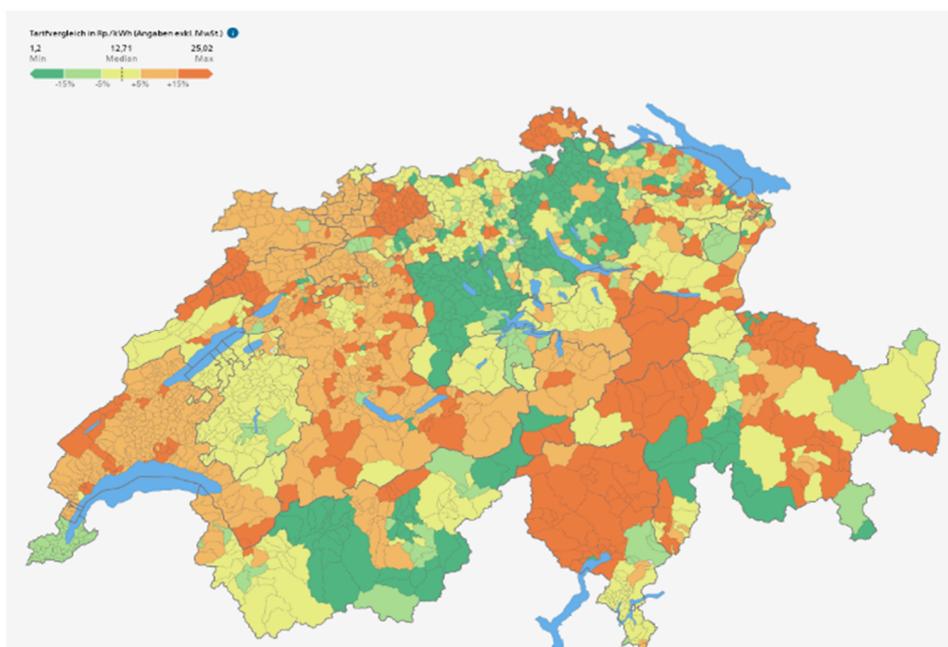


Abbildung 31: Regionale Unterschiede der Netzkompente 2024 (Quelle: *ECom Strompreisvergleich*)



Im Vergleich zum Median sind von 2018 bis 2024 vor allem in den Kantonen Jura, Bern und der Inner-schweiz (LU, NW, OW, SZ) gesunken. In den Kantonen Tessin und Basel-Landschaft sind die Netztarife im Vergleich zum Median überdurchschnittlich gestiegen.⁵⁹

Die Netzkosten in der Schweiz werden bis 2050 erheblich steigen. Die Verteilnetzstudie (BFE 2022) geht davon aus, dass die jährlichen Gesamtkosten des Verteilnetzes in einem Weiter-wie bisher-Sze-nario bis 2050 um rund 35 Prozent ansteigen (von heute real 3.4 Milliarden Franken auf 4.7 Milliarden Franken). Im ZERO-Basis-Szenario der Energieperspektiven 2050+ steigen die Kosten um 108 Prozent auf rund 7.2 Milliarden Franken. Bei dem nach dem Bundesgesetz für eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien geplanten erhöhten PV-Ausbau beträgt der Anstieg der Netzkosten ge-schätzte 121 Prozent. Diese Kosten fallen vorwiegend auf der Netzebene 7 und 5 an (teils durch Rück-speisungen von der Netzebene 7 auf die Netzebene 5).⁶⁰ Deshalb werden im Kapitel 9 wichtige Inno-vationen im Bereich Flexibilitätsregulierung und Tarifierung aufgezeigt, die massgeblich helfen können, diesen erheblichen Kostenanstieg zu begrenzen und insgesamt die Systemflexibilität zu verbessern.

6.4 Liberalisiertes Marktsegment

Im Rahmen der Teilmarktöffnung können Grossverbraucher mit einem Jahresverbrauch von mindes-tens 100 MWh ihren Anbieter selbst wählen. Sie können jedes Jahr bis Ende Oktober entscheiden, ob sie die Grundversorgung im nächsten Jahr verlassen wollen. Ist ein Grossverbraucher einmal im freien Markt, kann er nicht mehr in die regulierte Grundversorgung zurückkehren ("einmal frei, immer frei" (opt out)).

Aktuell gibt es mindestens 34'000 Endverbraucher mit Recht auf freien Marktzugang.⁶¹ Im Jahr 2023 haben sich 66 Prozent dieser Gruppe für den freien Markt entschieden. Es ist dabei davon auszugehen, dass grössere Verbraucher im freien Markt aktiver sind.

⁵⁹ Zu Details wird auf das Gutachten von Swiss Economics verwiesen.

⁶⁰ <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-91974.html>

⁶¹ Die Daten stammen aus der Erhebung der EICom bei den grossen Netzbetreibern mit einer Ausspeisung von über 100'000 MWh. Zusammen versorgen sie 71% der Schweizer Endverbraucher.

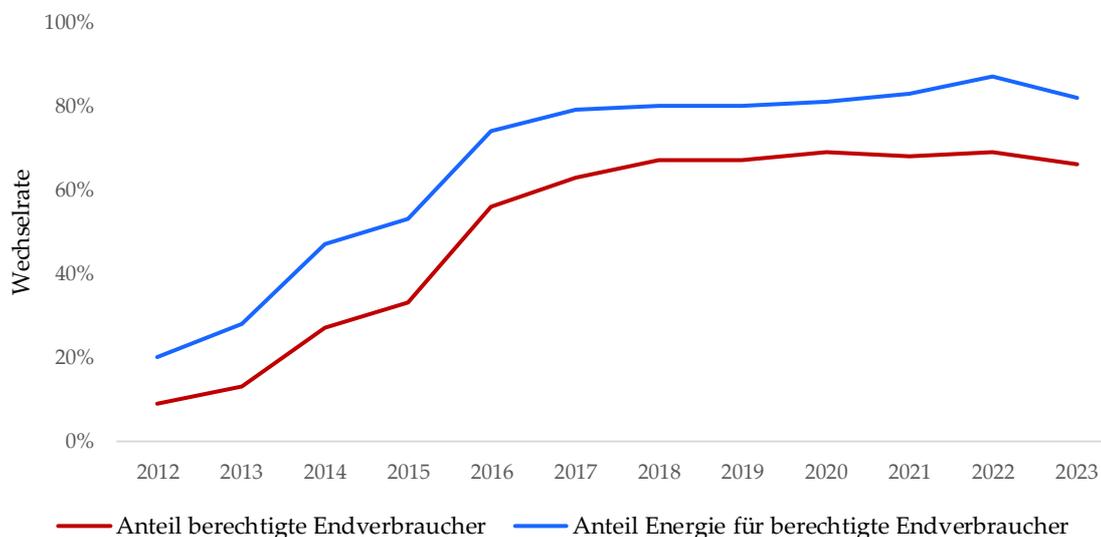


Abbildung 32: Prozentualer Anteil berechtigter Endverbraucher im geöffneten Teilmarkt nach Anzahl und Energiemenge, (Quelle: Swiss Economics mit Daten vom Tätigkeitsbericht der EICom 2022)

Die obige Abbildung 32 **Erreuer ! Source du renvoi introuvable.** zeigt, wie sich der Anteil berechtigter Endverbraucher im geöffneten Teilmarkt und deren Anteil am Gesamtstromverbrauch von 2012 bis 2023 entwickelt hat. In den ersten Jahren nach der Marktöffnung im Jahr 2009 wurde diese Option relativ wenig genutzt. Angesichts der sinkenden Marktpreise stieg der Anteil der berechtigten Endverbraucher, die von diesem Recht Gebrauch machten, in den folgenden Jahren jedoch stark an. Seit dem Jahr 2018 gibt es eine abflachende Entwicklung, in jüngster Zeit gab es sogar einen leichter Rückgang.

Im freien Markt werden in der Regel die folgenden drei Produkte angeboten:

- Fixpreis Produkt: Der Strom wird zu einem Fixpreis, der sich am aktuellen Strommarktpreis orientiert, für eine bestimmte Laufzeit eingekauft.
- Strombeschaffung am Spotmarkt: Der Strom wird zu Spotmarktpreisen eingekauft.
- Individuell strukturierte Strombeschaffung: Produkte, die die EVU auf die Bedürfnisse des Endkunden zuschneiden und für welche der Strom direkt am Markt bezogen wird. Dazu gehört zum Beispiel die Tranchenlieferung.

Die Marktkunden wählen überwiegend Terminverträge mit festen Preisen, welche sie oft gestaffelt beschaffen (individuelle strukturierte Beschaffung).

Grosskunden während der Energiekrise

Swiss Economics hat im Rahmen einer Studie für das SECO zu Preissignalen im Strommarkt⁶² die Vertragspreise von Geschäftskunden eines repräsentativen EVU untersucht.

⁶² Siehe SECO (2024). Wirkung von Preissignalen und Regulierungen auf die Stromnachfrage.

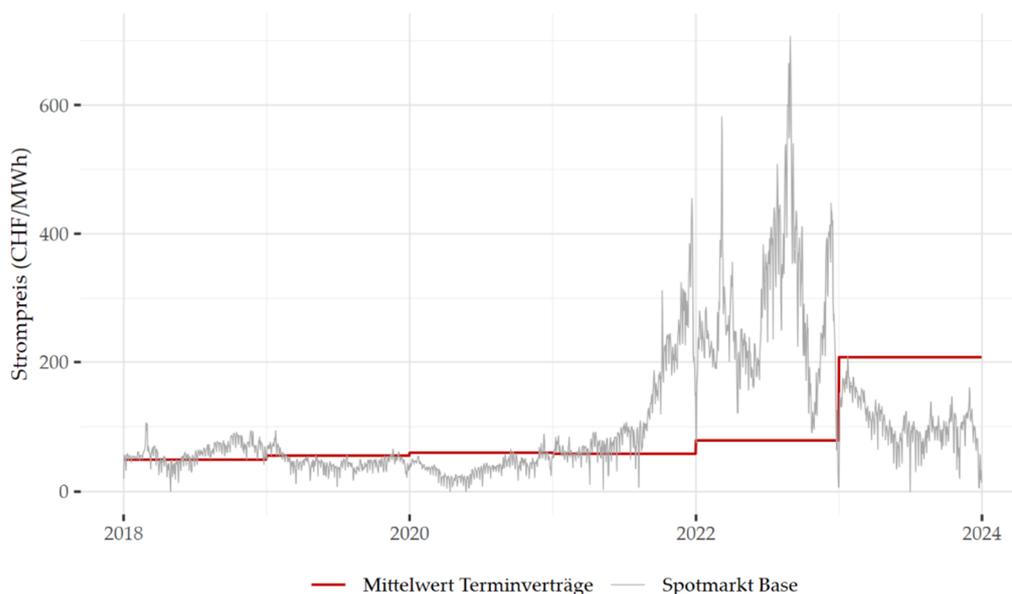
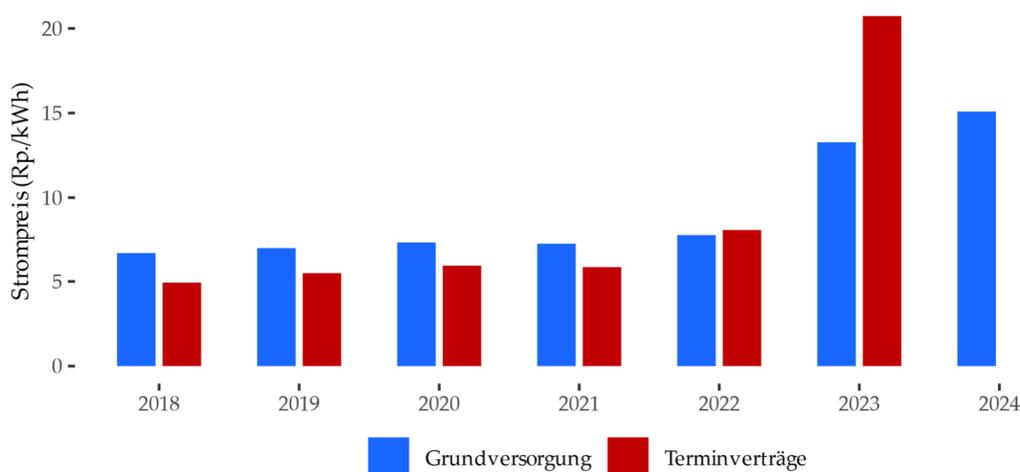


Abbildung 33: Vergleich der Vertragspreise mit Spotmarktpreisen, (Quelle: Swiss Economics mit proprietären Daten und Daten des BFE.)

Daraus geht hervor, dass die Unternehmen zu Beginn der Energiekrise bei einer strukturierten Beschaffung im Jahr 2021 gut gegen den Preisanstieg am Strommarkt gerüstet waren. Denn im Gegensatz zu den Marktpreisen blieben die Vertragspreise der Geschäftskunden in den Jahren 2021 und 2022 nahezu unverändert. Zugleich zeigt die Abbildung das preisliche Risiko auf, wenn Unternehmen, die während des Höhepunkts der Energiekrise langfristige Verträge abgeschlossen oder erneuert haben, teilweise gezwungen, über einen langen Zeitraum Strompreise zahlen, die ein Vielfaches der Marktpreise betragen. Im Jahr 2023 liegen die Durchschnittspreise deutlich über den Spotmarktpreisen.

Die nachfolgende Abbildung illustriert ergänzend einen Vergleich der Energiepreise zwischen der Grundversorgung für Grosskunden und den Terminverträgen.



Bemerkung: Die Preise für die Grundversorgung sind ein Durchschnitt für die Kategorien C3 und C4 gesetzten Preise im jeweiligen Jahr. Die Preise für die Terminverträge sind ein Durchschnitt der Preise für laufende Verträge von Geschäftskunden eines EVUs im jeweiligen Jahr.

Abbildung 34: Vergleich der Energiepreise in der Grundversorgung mit Verträgen von Geschäftskunden eines EVU, (Quelle: Swiss Economics mit proprietären Daten und Daten der EICom)



Es ist erkennbar, dass die Energiepreise für die Terminverträge von 2018 bis 2021 durchwegs niedriger waren als für die Grundversorgung. Die Strompreise für Terminverträge sind im Zuge der Energiekrise signifikant gestiegen und lagen im Jahr 2023 durchschnittlich deutlich über den Preisen der Grundversorgung. Die Entwicklung ist auf zwei Faktoren zurückzuführen: Stabile Gestehungskosten für Eigenproduktion und eine (regulatorisch bedingte) verzögerte Wirkung der Preissteigerungen der für die Grundversorgung auf dem Markt hinzugekauften Strommengen.

7. Weitere marktrelevante Themen

In diesem Kapitel werden weitere strommarktrelevante Themen dargestellt. Da die Eigenerzeugung einen erheblichen Aufschwung genommen hat, wird zunächst im Kapitel 7.1 über deren Entwicklung berichtet. Ferner werden in Kapitel 7.2 die Entwicklungen im Messwesen beschrieben, welches weiterhin nicht liberalisiert ist.

7.1 Eigenerzeugung, Entwicklung ZEV, Ausblick Lokale Energiegemeinschaften

Der Eigenverbrauch von selbst produziertem Strom ist seit dem Jahr 2014 erlaubt. Dies hat für die sogenannten Prosumer (Endkunden mit Eigenerzeugung) den Vorteil, dass sie bei eigens verbrauchtem Strom keine Netztarife und Abgaben zu zahlen haben. Dieses Kostenersparnis ist zudem meist höher als die Vergütung, die bei der Einspeisung des Stroms im öffentlichen Netz (Einspeisetarif). Seit 2018 können sich Haushalte auch zu einem Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) verbinden. Dabei können sich nicht nur mehrere Verbraucher im gleichen Haus, sondern auch mehrere zusammenhängende Grundstücke zusammenschliessen. ZEV mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100 MWh Strom haben einen Zugang zum freien Strommarkt. Die erzeugte Energie wird dabei für alle angeschlossenen Verbraucher innerhalb des ZEV verwendet und zum Mittelwert aus Gestehungskosten der Anlage sowie den Kosten eines externen Standardstromproduktes verrechnet. Als Alternative zum ZEV wird von vielen Netzbetreibern ein eigenes Praxismodell angeboten, welches den Eigenverbrauch fördert. Dieses ermöglicht den Eigenverbrauch mit mehreren Nutzern, ohne einen ZEV gründen zu müssen.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Entwicklung der Anzahl PV-Anlagen mit Eigenverbrauch sowie der darin installierten Leistung. Von 2019 bis 2023 gab eine Verdreifachung der Werte. Bei einem durchschnittlichen Eigenverbrauchsgrad von 46 Prozent und einer durchschnittlichen Erzeugung von 885 kWh pro installierte kWp⁶³ Leistung dürften 2023 etwa 3.2 Prozent des Gesamtverbrauchs im Eigenverbrauch erzeugt worden sein.

⁶³ kWp = Kilowatt-Peak. kWp ist die theoretische maximale Leistung, die eine PV-Anlage unter bestimmten Bedingungen erreichen kann.

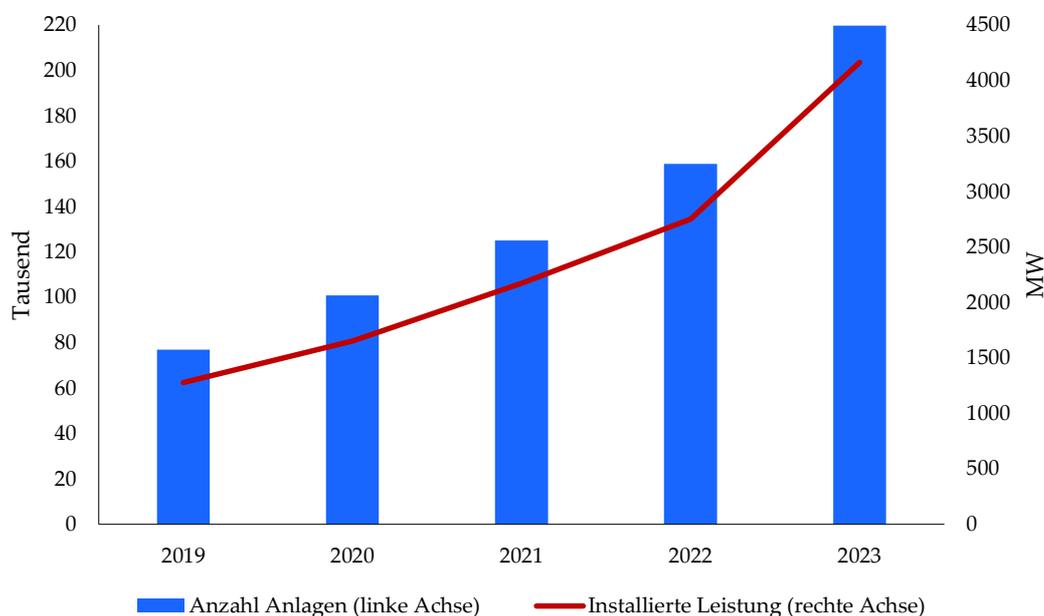


Abbildung 35: PV-Anlagen mit Eigenverbrauch Quelle: VNB-Umfrage des BFE im Rahmen des Monitorberichts zur Energiestrategie 2050 ⁶⁴

Die Bildung von ZEVs ist in der Schweiz eine Erfolgsgeschichte. Zwischen 2019 und 2023 hat die Anzahl PV-Anlagen in ZEV von 3'079 auf 17'120 zugenommen. Der Anteil von PV-Anlagen in ZEV an allen PV-Anlagen mit Eigenverbrauch ist zwischen 2019 und 2023 von 3.1 Prozent auf 7.0 Prozent gestiegen.

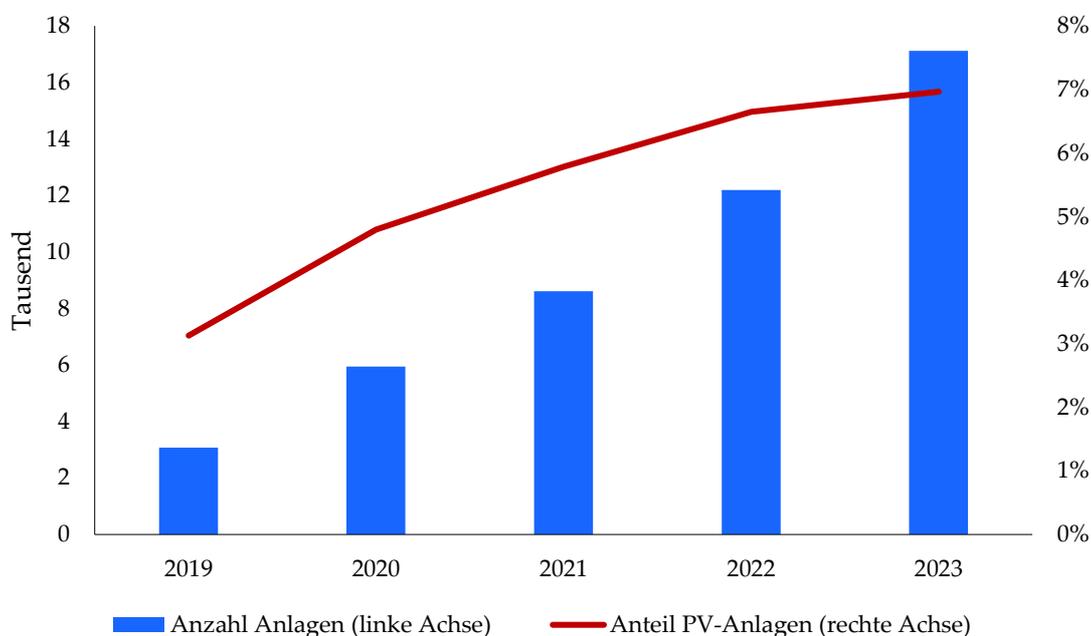


Abbildung 36: PV-Anlagen in ZEV, Quelle: VNB-Umfrage des BFE im Rahmen des Monitorberichts zur Energiestrategie 2050

⁶⁴ Diese Daten konnten vom BFE nicht plausibilisiert werden, zeigen aber eine Übereinstimmung mit den Anmeldungen zur Einmalvergütung von PV-Anlagen (EIV) von Pronovo.



Hinsichtlich der Grösse der ZEV gibt es keine Statistiken. Die Anzahl Haushalte, die sich in einer ZEV befinden, reicht von 2 bis zu 292 Haushalten. Für ZEV mit einem jährlichen gemeinsamen Verbrauch von 100 MWh ist auch der freie Markt geöffnet.

Zukünftige Entwicklungen: virtueller ZEV und LEG

Im Rahmen des Mantelerlasses wurden erweiterte Möglichkeiten zum Eigenverbrauch geschaffen. Es handelt sich dabei um virtuelle Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch (vZEV) und lokale Elektrizitätsgemeinschaften (LEG), die vom Konzept her Quartierstrommodellen gleichen.

- Bei virtuellen ZEV (vZEV) können auch Anschlussleitungen einer Spannungsebene unter 1 kV und entsprechenden Netzanschlusspunkten für den Eigenverbrauch genutzt werden, wodurch die Voraussetzung, dass der Verbrauch des ZEV über einen einzigen Zähler des VNB gemessen wird, entfällt. Der in einem vZEV verbrauchte eigenerzeugte Strom wird wie beim üblichen Eigenverbrauch von der Zahlung des Netznutzungstarifs und der Abgaben befreit.
- LEG ermöglichen eine lokale Vermarktung der selbst erzeugten Elektrizität über das öffentliche Netz im selben Netzgebiet (für Endkunden und auf der gleichen Netzebene, entweder Netzebene 5 oder 7). Der in LEG produzierte Strom profitiert von einem Abschlag auf den Netznutzungstarif. Der VNB muss dabei jeden Teilnehmer mit einem Smart Meter ausrüsten (falls dies innert kurzer Zeit nicht erfolgt, kann die LEG eigene Smart Meter in Rechnung stellen).

7.2 Messwesen

Um die Smart Energy Modelle nutzen zu können, ist eine entsprechende Datenverfügbarkeit und die Kommunikationsfähigkeit notwendig. Grundlage sind Smart Meter. Die Anzahl der Smart Meter ist von 0.94 Mio. im Jahr 2018 auf 2.24 Mio. im Jahr 2023 gewachsen, d.h. bezogen auf die Messeinrichtungen von 17 Prozent auf 39 Prozent gestiegen. Bis Ende 2027 müssen 80 Prozent aller Zähler durch Smart Meter ersetzt sein.⁶⁵

⁶⁵ Es gibt verschiedentlich Widerstand gegen ein Smart-Meter-Rollout (z.B. wegen Bedenken bzgl. Datensicherheit oder nicht ionisierender Strahlung). Bei der ElCom sind rund 15 Verfahren hängig, beim Bundesverwaltungsgericht eines. Von Gesetzes wegen gibt es kein Recht auf Verweigerung eines Smart Meters.

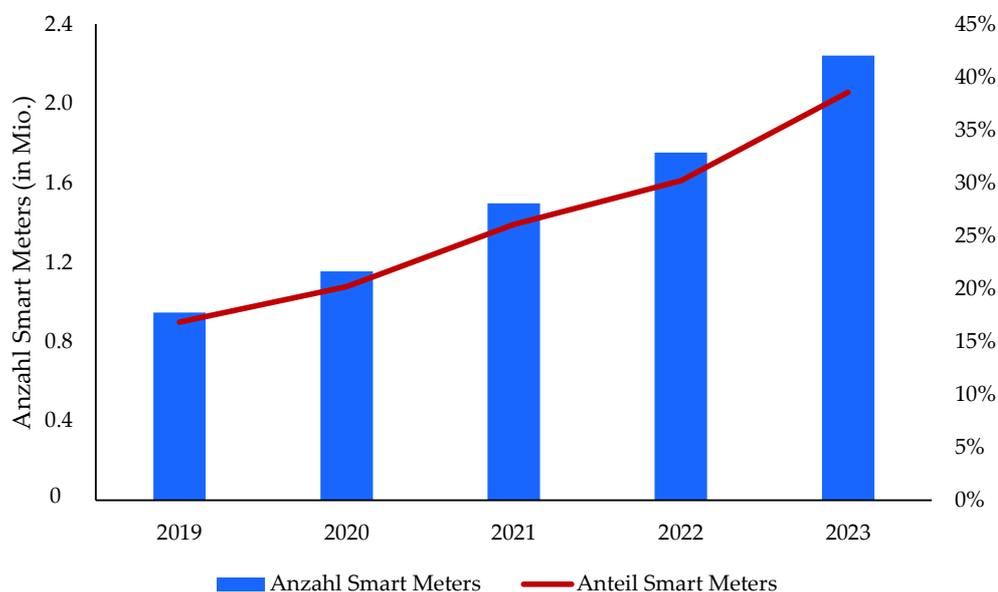


Abbildung 37: Entwicklung Smart Meter Rollout Quelle: VNB-Umfrage des BFE im Rahmen des Monitorberichts zur Energiestrategie 2050

Durch den Rollout der Smart Meter werden dynamische Tarife oder Leistungstarife für die grundversorgten Endverbraucher möglich. Dies ist in der dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien zugehörigen Verordnung auch so vorgesehen. Auch werden viel genauere Daten (1/4 Stunden Lastgänge pro Endverbraucher) für ein effizientes Netzmanagement für die Netzbetreiber und zur Verbrauchsoptimierung bei den Endverbrauchern zur Verfügung stehen. Die Rundsteuerungen – eine automatisierte Fernsteuerung zur Auf- und Abschaltung von Elektrogeräten – können somit durch ein differenzierteres Lastmanagement, das über die Smart Meter erfolgt, abgelöst werden.

Die Smart Meter können auch mit sogenannten Circuit Breaker (CB) ausgerüstet werden. Diese dienen in erster Linie dem Forderungsmanagement. Mit dieser Zusatzfunktion kann der Netzbetreiber den Strom aus der Ferne abschalten. Die EICom ist der Auffassung, dass die Wiederherstellung der Stromzufuhr grundsätzlich nicht ferngesteuert erfolgen sollte, da darin ein Gefährdungspotenzial zu sehen ist.⁶⁶ Am 1. Juli 2024 ist Artikel 5a StromVV in Kraft getreten, wonach Netzbetreiber bzw. Dienstleister ihre Anlagen vor Cyberbedrohungen schützen müssen. Zu diesen Anlagen gehören auch Smartmeter sowie Steuer- und Regelsysteme.⁶⁷ Daher müssen insbesondere auch bereits installierte CB vor solchen Bedrohungen geschützt werden. Deshalb sollte auch aus dem Blickwinkel der Cybersicherheit geprüft und kritisch hinterfragt werden, ob es tatsächlich Sinn macht, für das Rollout SM zu wählen, die mit nicht von StromVG und StromVV vorgegebenen Funktionen ausgestattet sind.

⁶⁶ Auch die Kosten der CB können, so lange von den Endverbrauchern nicht genehmigt, nicht den Netzkosten angerechnet werden, ausser die CB werden im Hinblick auf die Abwendung von unmittelbaren erheblichen Gefährdungen des sicheren Netzbetriebs eingesetzt. Die Gefährdung muss vom Netzbetreiber in den entsprechenden Fällen nachgewiesen werden.

⁶⁷ Siehe S. 1 der EICom-Weisung 1/2024 Aufsicht Cybersicherheit.



Mit dem Mantelerlass muss das Messwesen künftig als zusätzliche Tarifkomponente in Rechnung gestellt werden. Für die Messkosten die jetzt schon in der Kostenrechnung separat erfasst werden, müssen getrennte Deckungsdifferenzen geführt und in der Kostenrechnung ausgewiesen werden. Auch die Kosten einer zentralen Datenplattform müssen zukünftig in den Tarifen abgebildet und in der Kostenrechnung erfasst werden.

8. Internationaler Preisvergleich

In diesem Kapitel werden die Entwicklung der Strompreise für die Haushalte dargestellt und mit ausgewählten EU-Ländern verglichen (Kapitel 8.1). Ein internationaler Vergleich der Gewerbe- und Industriestrompreise erfolgt in Kapitel 8.2. Dieser ist als ein wichtiger Parameter für die Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Industrie zu sehen. Eine zusammenfassende Bewertung erfolgt in Kapitel 8.3.

Klassifizierung für den internationalen Strompreisvergleich

Der Vergleich der Strommarktpreise der Schweiz erfolgt mit ausgewählten europäischen Ländern (Dänemark, Deutschland; Frankreich, Italien, Norwegen und Österreich).⁶⁸ Die angesetzten Preise für die Schweiz entsprechen dem ungewichteten Mittelwert aller Gemeinden des entsprechenden Jahres. Um die Vergleichbarkeit zu gewährleisten, wurden Haushalts-, Industrie und Gewerbekunden anhand von Profilen ausgewählt, welche über eine ähnliche Verbrauchsmenge und vergleichbare Eigenschaften verfügen.⁶⁹ Dabei gilt es zu anmerken, dass die Tarife unterschiedlich reguliert sind. Die Daten von Haushalts-, Gewerbe- und Industriedkunden aus der EU beinhalten Marktpreise, während für die Schweiz Grundversorgungspreise vorliegen.

⁶⁸ Dies sind die Nachbarländer der Schweiz sowie zwei skandinavische Länder mit einer höheren Bedeutung der erneuerbaren Energien.

⁶⁹ In der Schweiz (Strompreisvergleich der ElCom) und der EU (Eurostat Datenbank) werden unterschiedliche Profile von Stromverbrauchern verwendet.



Verwendete Profile für Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden

Quelle		Haushalte	Gewerbekunden	Industriekunden
ElCom	Profil	H2, H3, H4 ⁷⁰	C2, C3 und C4	C6
	Verbrauch	2.5, 4.5 und 4.5 MWh	30, 150 und 500 MWh	1500 MWh
	Eigenschaften ⁷¹	4 Zimmerwohnung mit Elektroherd, 4 Zimmerwohnung mit Elektroherd und Elektroboiler, 5-Zimmerwohnung mit Elektroherd und Tumbler	Klein- bis grosser Betrieb, 15 bis 150 kW max. beanspruchte Leistung; Grundversorgung	max. beanspruchte Leistung: 400 kW, Mittelspannung, eigene Transformatorenstation; Grundversorgung
EuroStat	Profil	DC	IB	IC
	Verbrauch	2.5 - 5 MWh	20 – 500 MWh	500 – 2000 MWh

Tabelle 3: Verwendete Profile für Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden

8.1 Private Haushalte

Erreuer ! Source du renvoi introuvable.Abbildung 40 zeigt die Strompreisentwicklung für Haushaltskunden unterteilt nach den Komponenten Netz (Swissgrid und Verteilnetz), Energie, und Abgaben.

In den Jahren 2018 bis 2022 blieben die Preise aller drei Komponenten nahezu konstant, einzig bei den Energiekosten gibt es einen leichten Anstieg. Im Jahr 2023 gibt es einen starken Anstieg von 7.3 Prozent bei der Netzkomponente und 69.1 Prozent bei der Energiekomponente. Dieser Anstieg bei der Entwicklung der Strompreise hat sich auch im Jahr 2024 fortgesetzt: bei der Netzkomponente gab es eine erneute Zunahme um 23.4 Prozent auf 13.3 Rp./kWh und bei der Energiekomponente um 11.8 Prozent auf 15.6 Rp./kWh.

⁷⁰ Um die Vergleichbarkeit mit dem Profil DC zu erhöhen, wurden im Vergleich zu 2018 zusätzlich die Profile H2 und H3 berücksichtigt.

⁷¹ Eurostat hat keine Angaben zu den Eigenschaften von Verbrauchsprofilen.

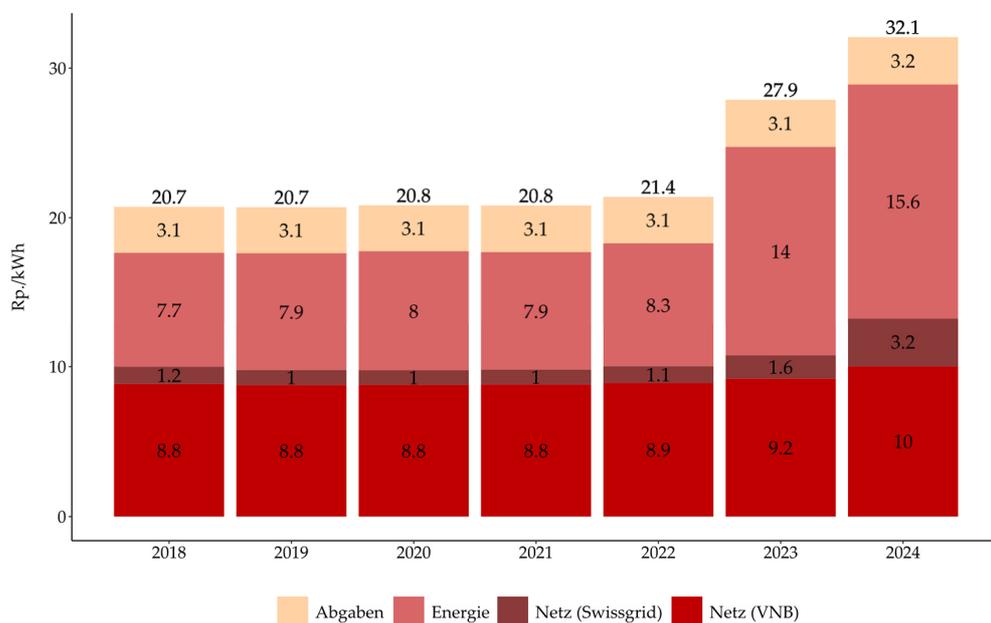


Abbildung 38: Strompreisentwicklung in der Schweiz nach Komponente (Quelle: Swiss Economics, Daten aus EICom Strompreisvergleich und Eurostat)

Der Anstieg bei den Netznutzungstarifen wird primär von den Kosten des Swissgrid getrieben. Ein wichtiger preistreibender Faktor ist dabei die neu eingeführte Winterreserve, welche 1.2 Rp./kWh beträgt. Im Jahre 2025 wird sie auf 0.23 Rp./kWh absinken. Hinzu kommen die gestiegenen Systemdienstleistungskosten.

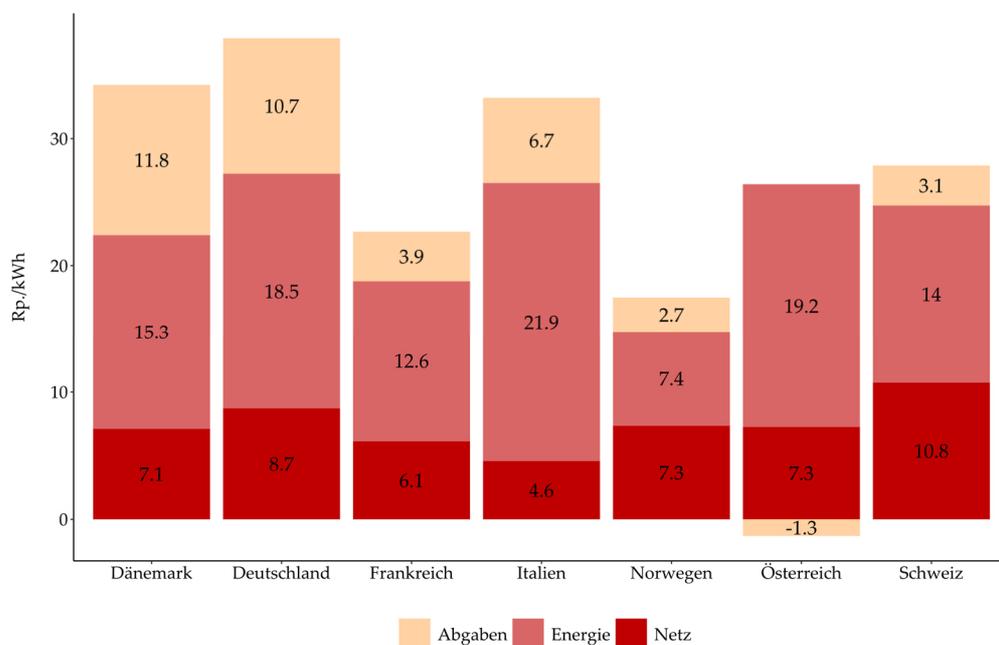


Abbildung 39: Strompreis Haushalte im europäischen Vergleich 2023 (Quelle: Swiss Economics, Daten Strompreisvergleich EICom und Eurostat)



Beim internationalen Vergleich der Strompreise für das Jahr 2023 zeigt sich, dass die Preise für Schweizer Haushaltskunden im Mittelfeld liegen. In Dänemark, Deutschland und Italien sind die Strompreise höher als in der Schweiz. In Österreich, Frankreich und Norwegen sind sie tiefer. Die Netztarife sind in der Schweiz die höchsten.

Detailanalyse: Entwicklung der Energiekomponente

Bei einer genaueren Analyse über die einzelnen Strompreiskomponente zeigt sich, dass im Jahr 2021 bei allen Ländern mit Ausnahme der Schweiz und Frankreich ein erheblicher Anstieg der Energiekosten erfolgt ist. Dieser Effekt der Energiekrise kam zeitverzögert in der Schweiz an, denn die Grundversorgungstarife für das Jahr 2022 wurden Ende August 2021 festgelegt. Im Tarifjahr 2023 schlugen sich die höheren Marktpreise von 2021 in die Grundversorgungspreisen durch und haben sich beinahe verdoppelt. In Deutschland und Österreich stieg der Energiepreis im Jahr 2023 erneut deutlich an, während er in Frankreich aufgrund staatlicher Eingriffe nur leicht anstieg, in Italien nahezu unverändert blieb und in Dänemark und Norwegen deutlich abnahm.

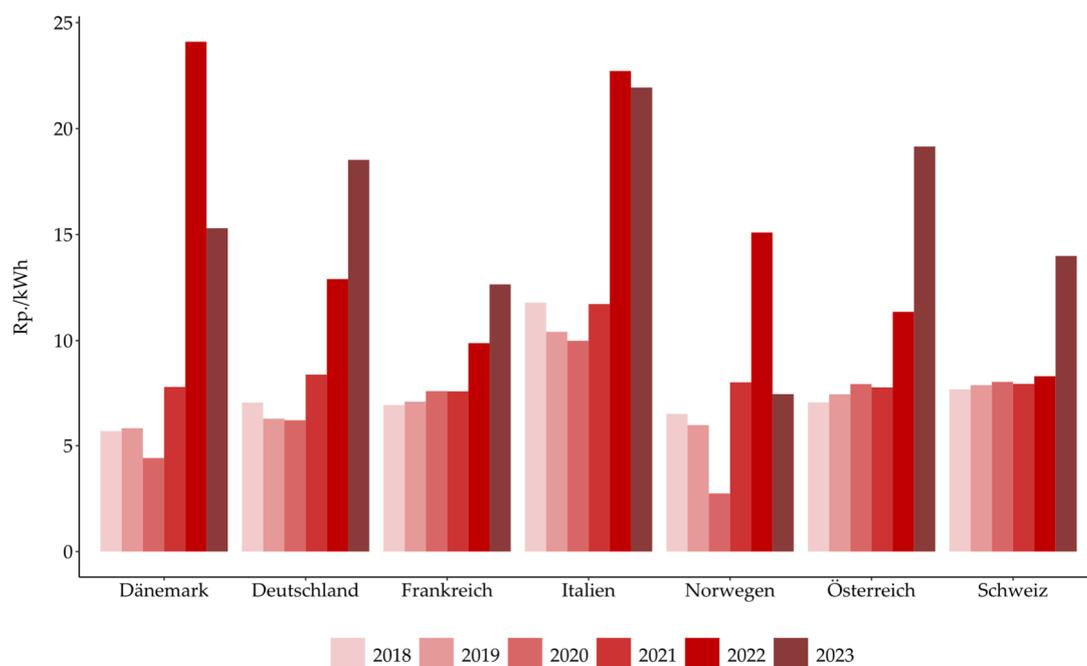


Abbildung 40: Entwicklung Energiekosten im europäischen Vergleich (Quelle: Swiss Economics, Daten Strompreisvergleich EICom und Eurostat)

Entwicklung der Netztarife

In der nachfolgenden Abbildung werden die Netznutzungstarife verglichen. Bei diesem Vergleich hat der Wechselkurs CHF/EUR im Zeitraum von 2018 bis 2023 einen verzerrenden Effekt auf die Darstellung der Preisentwicklung. Deshalb wird die Entwicklung im Gegensatz zu den anderen Abbildungen in verschiedenen Währungen dargestellt; in Euro (ct./kWh) für die Vergleichsländer und in Franken (Rp./kWh) für die Schweiz.

Beim Vergleich zeigen sich in der Schweiz bis 2022 keine grossen Veränderungen. In den Vergleichsländern gab es einen leichten Anstieg, in Frankreich (1 ct./kWh) und Italien (2 ct./kWh) sogar eine deutliche Zunahme. Im Jahr 2023 gab es in Dänemark, Deutschland, Österreich und der Schweiz einen



deutlichen Anstieg der Netzkosten. In Italien haben die Netztarife 2023 wieder um 0.8 ct./kWh abgenommen.

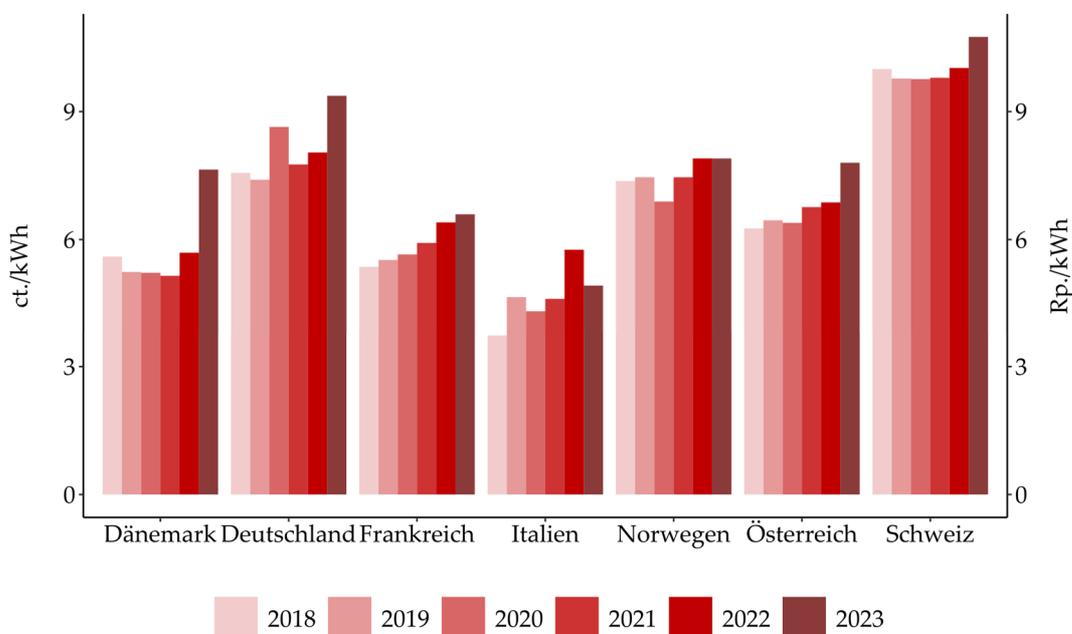
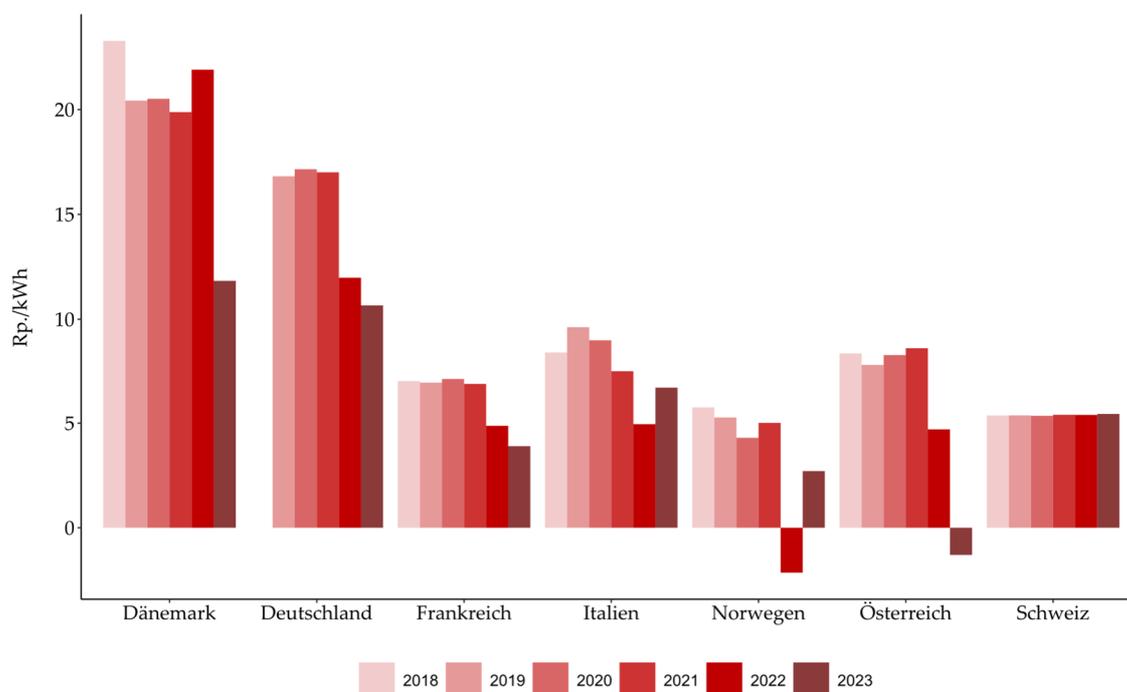


Abbildung 41: Entwicklung Netzkosten im europäischen Vergleich (Quelle: Swiss Economics, Daten Strompreisvergleich EICom und Eurostat)

Abgaben und Steuern

Unten wird die Entwicklung der Abgaben von 2018 bis 2024 aufgezeigt. In der Schweiz lagen diese nahezu unverändert bei 3 Rp./kWh. In den anderen Vergleichsländern haben die Abgaben im beobachteten Zeitraum abgenommen, teils auch durch Massnahmen, welche die Länder in der Energiekrise zur Entlastung der Haushalte getroffen haben.



Bemerkung: Für Deutschland sind im Jahr 2018 keine Daten zu den Abgaben verfügbar

Abbildung 42: Entwicklung Abgaben im europäischen Vergleich (Quelle: Swiss Economics, Daten Strompreisvergleich EICOM und Eurostat)

8.2 Industrie- und Gewerbekunden⁷²

Bei den Gewerbekunden liegt die Schweiz mit rund 25 Rp./kWh im Jahr 2023 leicht unter Deutschland, Frankreich, Österreich und Italien. Dänemark und Norwegen weisen allerdings deutlich tiefere Tarife für Gewerbekunden auf. Die Schweiz profitiert dabei vom Wechselkurseffekt. Zu berücksichtigen ist, dass hier nur die der EICOM vorliegenden Grundversorgungstarife berücksichtigt werden.

Die Netzkosten sind in der Schweiz am höchsten. Hingegen liegt die Schweiz bei den Energiekosten im Mittelbereich der dargestellten Länder. Bei den Abgaben für Gewerbekunden liegt die Schweiz etwa gleichauf mit Norwegen und tiefer als Frankreich, Österreich, Dänemark, Deutschland und Italien.

⁷² Ein solcher Vergleich ist mit Vorsicht zu interpretieren, denn die tatsächlich bezahlten Preise können von diesen Zahlen abweichen.

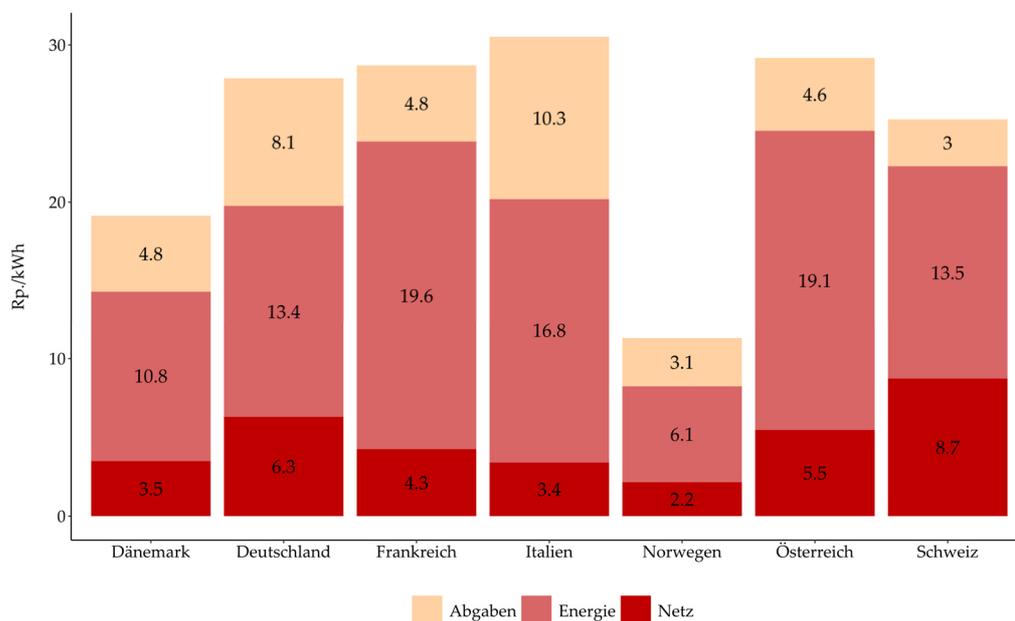


Abbildung 43: Internationaler Preisvergleich bei Gewerbekunden 2023 (Quelle: Swiss Economics, Daten aus Elcom Strompreisvergleich und Eurostat)

Bei den in dieser Analyse erfassten Industriekunden liegt die Schweiz mit 23 Rp./kWh unter den Tarifen in Deutschland, Italien, Frankreich und Österreich (wie beim Gewerbestrom profitiert die Schweiz auch hier vom Wechselkurseffekt). Die Stromtarife in Dänemark und Norwegen sind jedoch deutlich tiefer.

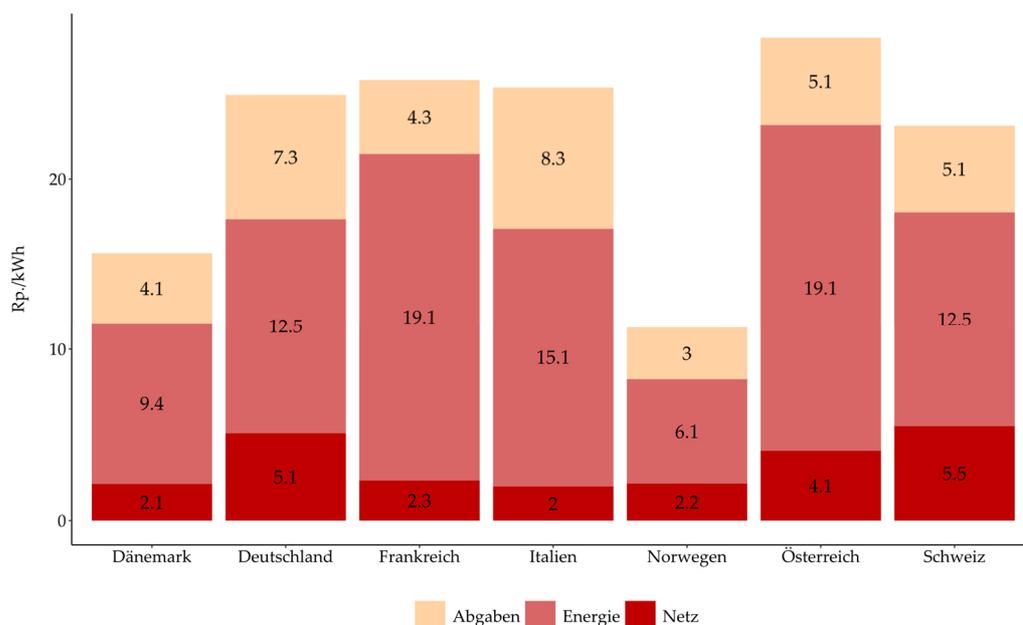


Abbildung 44: Internationaler Preisvergleich bei Industriekunden 2023 (1.5 GWh), (Quelle: Swiss Economics, Daten aus Elcom Strompreisvergleich und Eurostat)

Auch hier sind die Netznutzungsentgelte in der Schweiz am höchsten.

Marktangebote für die Grosskunden können je nach Vertrag (ggf. auch staatlichen Eingriffen) sehr unterschiedlich ausfallen. Sie werden deshalb hier (wie in vorangegangenen Berichten) nicht ausgeführt. Es



ist diesbezüglich ergänzend auf den Lagebericht zur Schweizer Volkswirtschaft des SECO zu verweisen.⁷³ Dort wird ausgewiesen, dass die Schweiz für die Unternehmen mit einem Verbrauch über 20 Gigawattstunden pro Jahr nach Deutschland und Italien die höchsten Strompreise in Europa aufweist (auf Basis von Daten vor der Energiekrise und Corona). Bei diesen Unternehmen ist der Strompreis besonders relevant für die Wettbewerbsfähigkeit. Die Schweiz liegt folglich über dem EU-Durchschnitt, dies auch in aktuellen Auswertungen von Avenir Suisse.⁷⁴

9. Innovationen (Fokus Flexibilität)

Da die Entwicklung der Schweizer Netzkosten aufgrund des (dezentralen) Ausbaus der erneuerbaren Energien eine zunehmende Bedeutung hat und der Flexibilitätsbedarf erheblich steigen wird, werden wichtige netz- und energieseitige Innovationen aufgezeigt. Ausgangspunkt ist eine Beschreibung des erhöhten Flexibilitätsbedarfs (Kapitel 9.1). In den Kapitel 9.2 bis 9.5 werden die Innovationsentwicklungen beschrieben. Eine kurze internationale Einordnung erfolgt in Kapitel 9.6..

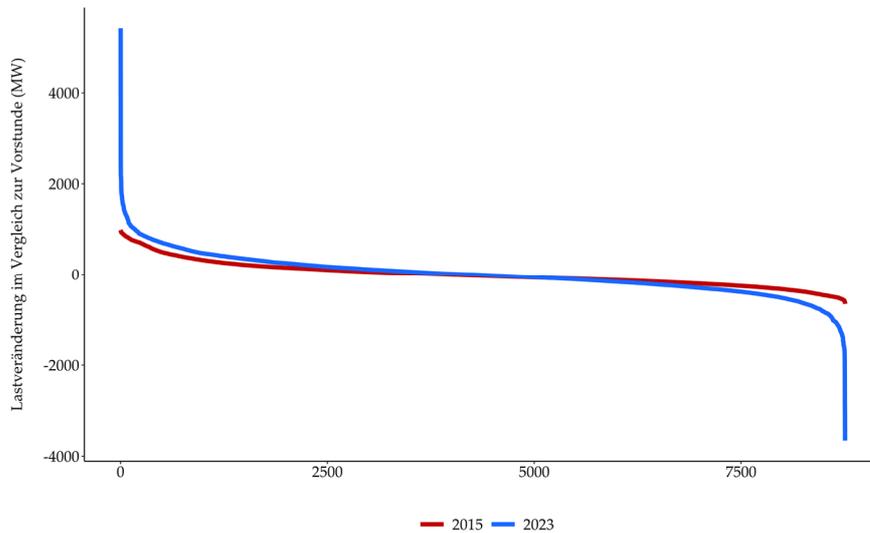
9.1 Ausgangspunkt: Erhöhter Flexibilitätsbedarf

Der zunehmende Anteil erneuerbarer Energien und die damit steigende Volatilität der Stromerzeugung stellen das Stromsystem vor neue Herausforderungen. Um diesen zu begegnen, sind innovative und flexible Lösungen unerlässlich. Nachfolgend sind die wichtigsten Entwicklungen im Bereich der Flexibilität und relevante Innovationen dargestellt.⁷⁵ Die Einbindung und Nutzung von Flexibilitäten werden bei volatiler Erzeugung wie Photovoltaik und Wind wichtiger. Auch nachfrageseitige Entwicklungen wie Elektromobilität und Wärmepumpen erhöhen die Flexibilitätsanforderungen. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Leistungsveränderungen zur vorangegangenen Stunde als Dauerlinie für die Jahre 2015 und 2023 in der Schweiz.

⁷³ Lagebericht zur Schweizer Volkswirtschaft 2024, S. 65.

⁷⁴ Basis des Vergleichs sind Daten vor der Energiekrise. Neuere Vergleiche von Swiss Avenir sehen die Schweiz beim zweithöchsten Tarif in 2024 (hinter den Niederlanden), ohne die Abzugsmöglichkeiten beim Netzzuschlag. Emotionale Diskussion um Industriestrom: Wie teuer ist die Schweiz? - Avenir Suisse.

⁷⁵ Flexibilität wird dabei als die «Veränderung von Einspeisung oder Entnahme in Reaktion auf ein externes Signal (Preissignal oder Aktivierung) mit dem Ziel, eine Dienstleistung im Energiesystem zu erbringen. verstanden.



Bemerkung: Die Leistungsänderungen sind in der Jahresdauerlinie nach Grösse geordnet. Die x-Achse zeigt die 8760 Stunden des Jahres, wobei 1 der höchsten Lastzunahme entspricht und 8760 der höchsten Abnahme.

Abbildung 45: Jahresdauerlinie der Leistungsänderung zur Vorstunde (Quelle: Swiss Economics, Daten von ENTSO-E)

Im Jahr 2023 gab es deutlich stärkere Leistungsänderungen (Zunahmen oder Abnahmen über 500 MW). Auch das Ausmass dieser starken Leistungsänderungen hat deutlich zugenommen: die maximale Differenz stieg von 1 GW auf bis zu 5 GW. Durch die Zunahme nicht steuerbarer Energien hat auch die Prognosegüte abgenommen. Abbildung 46 stellt die Differenz der prognostizierten Day-Ahead Leistung zur effektiven Leistung für die Jahre 2015 und 2023 dar. Dabei zeigt sich, dass Tage mit einer negativen Prognosedifferenz (weniger Leistung als prognostiziert) deutlich häufiger geworden und die Prognoseabweichungen auch stark zugenommen haben: die maximale Abweichung stieg von 2.5 GW im Jahr 2015 auf rund 5 GW im Jahr 2023.

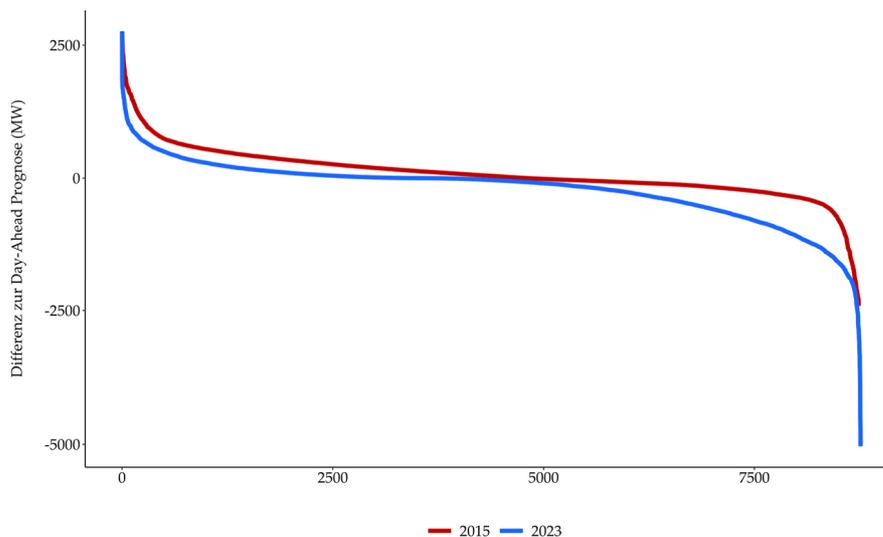


Abbildung 46: Vergleich der Prognoseabweichung von 2015 bis 2023 (Quelle: Swiss Economics, Daten von ENTSO-E)



9.2 Netzseitige Massnahmen: Dynamische Netztarife und flexible Einspeisetarife

Dynamische Netz- und Stromtarife, flexible Einspeisetarife für dezentrale Erzeugung funktionieren als Knappheitssignale und setzen Anreize zur Flexibilitätsnutzung.

Dynamische Netz- und Stromtarife

Groupe E bietet ihren Kunden mit einem jährlichen Verbrauch unter 100'000 kWh seit 2024 den dynamischen Netztarif «Vario-Tarif» an. Dabei werden die Preise für jede 15-Minuten-Periode gemäss der voraussichtlichen Lastkurve des Verteilnetzes festgelegt und bis spätestens 18 Uhr am Vortag veröffentlicht. Der Tarif ist zu Zeiten höherer Last höher und so normiert, dass er im Durchschnitt dem Standard-Doppeltarif entspricht.⁷⁶

Die Azienda Multiservizi Bellinzona (AMB) bietet ihren Kunden bis 60 A einen dynamischen Tarif (Netz und Energie kombiniert) an. In diesem Tarifmodell liegt der Niedrigtarif 7 Rp./kWh tiefer als der Höchstarif. Die Festlegung der Stunden, in welchen Niedrig- bzw. Höchstarife verrechnet werden, erfolgt dabei dynamisch bis um 12 Uhr mittags des Vortages.⁷⁷

Dynamische Netztarife werden durch den Mantelerlass gestärkt (sie können als Basistarife in der Grundversorgung eingeführt werden und die Anforderungen an sie werden gemindert) und es ist zu erwarten, dass in absehbarer Zeit weitere Verteilnetzbetreiber dynamische Tarife einführen werden. Dynamische Energietarife, welche sich z.B. ganz oder teilweise an die Spotmarktpreise koppeln, werden im geöffneten Marktsegment von verschiedenen Anbietern angeboten, werden aber bislang wenig nachgefragt.

Flexible Einspeisetarife für dezentrale Erzeugung (PV)

Flexible Einspeisetarife verfolgen wie dynamische Tarife das Ziel, die Flexibilität der Kunden für einen energiedienlicheren und netzdienlicheren Verbrauch und Produktion zu nutzen. Durch Einspeisetarife können Prosumenten bearbeitet werden, den Eigenverbrauch dann vorzunehmen und dadurch die Einspeisung zu reduzieren, wenn das Energieangebot oder die Netzauslastung hoch sind. Sie können zudem bei der Installation von Erzeugungsanlagen entsprechende Anreize setzen (bspw. Neigung und Ausrichtung von PV-Modulen)

Der Solaranbieter Helion Energy AG bietet seit 2023 für Kunden mit einer Produktion von bis zu 30 kWp die Auswahl aus drei verschiedenen Einspeisevergütungsmodellen. Einspeiser können wählen zwischen einem für die nächsten 5 Jahre festgelegten Fixtarif, einem (etwas tieferen) Fixtarif für die nächsten 10 Jahre sowie einem Börsentarif, welcher die Einspeisung anhand des stündlichen EPEX Day Ahead Preis vergütet.⁷⁸

Ein weiteres innovatives Preismodell ist der flexible Einspeisetarif von Primeo Energie. Primeo Energie bietet alternativ zum Grundtarif einen zeitlich flexiblen Einspeisetarif für Photovoltaik. Dabei wird unterschieden zwischen Einspeisung zum Niedertarif (12-15 Uhr) und Hochtarif sowie zwischen Winter- und Sommerhalbjahr.⁷⁹ Dies soll einerseits zum Eigenverbrauch anregen und Lastspitzen vermeiden und andererseits Winterstrom fördern und unterschiedliche PV-Produktionsmöglichkeiten bezüglich Neigung und Ausrichtung beanreizen.

⁷⁶ Groupe E bietet eine Online-Schnittstelle mit Preisdaten an, welche Energiemanagementsysteme nutzen können, um etwa den Betrieb von Wärmepumpen, die Ladung von Elektrofahrzeugen sowie die Nutzung von kompatiblen Haushaltsgeräten zu optimieren.

⁷⁷ Die Tarife werden über die AMB-App und das Kundenportal sowie eine Gerät -«Ampel» in Echtzeit kommuniziert.

⁷⁸ In Kombination mit einem Smart Energy System und einem Algorithmus kann der Börsentarif genutzt werden, um die Energie dann einzuspeisen, wenn die Preise am höchsten sind und den Betrieb von Elektroauto- oder Hausbatterien zu optimieren.

⁷⁹ Ab dem 1. Juli 2024 betrug die Einspeiseprämie im Winter 30 Rp./kWh im Hochtarif und 11 Rp./kWh im Niedertarif, während sie im Sommer bei 15 Rp./kWh im Hochtarif und 5 Rp./kWh im Niedertarif liegt.



Auch die Genossenschaft Elektra Jegenstorf bietet ein eigenes Preismodell an. Im Produkt TOP-40 wird die Solaranlage des Prosumenten so eingestellt, dass maximal 60 Prozent der installierten Leistung (kWp) ins Netz eingespeist wird. Die letzten 40 Prozent, welche nur 6 Prozent der Jahresenergie ausmachen, können zum Eigenverbrauch genutzt werden. Durch die Teilnahme an TOP-40 erhalten Prosumenten einen höheren Einspeisetarif sowie eine einmalige Prämie.

Die flexiblen Einspeisetarife reagieren zwar nicht dynamisch auf die Netzauslastung, beanreizen aber indirekt die Nutzung von Flexibilitäten.⁸⁰ Auch der Tarif der Elektra Jegenstorf bietet netzseitige Flexibilität, indem ein zusätzlicher Eigenverbrauch ab 60 Prozent der Anlagenkapazität beanreizt wird.

E-Mobilitätstarif

Neben der flexiblen Einspeiseprämie bietet Primeo Energie seit 2020 einen E-Mobilitätstarif an. Mit diesem E-Mobilitätstarif kann der Netzbetreiber die Ladesäulenleistung zu bestimmten Zeitpunkten (zwischen 8.30 und 9.30 Uhr, zwischen 11.00 und 12.00 Uhr sowie zwischen 18.30 und 19.30 Uhr) auf 50 Prozent reduzieren, wenn dies netzseitig hilfreich ist. Im Gegenzug erhalten Kunden, welche sich für dieses Angebot entscheiden, beim Netztarif einen tieferen Hoch- und Niedertarif. Dies führt zu einer Entlastung des Netzes, da die Ladeleistung von Elektrofahrzeugen in Zeiten mit erwartungsgemäss hoher Netzauslastung gesenkt wird.

9.3 Netz- und energieseitige Massnahmen: Flexibilitätsmärkte

Als Alternative zur Beanreizung von Flexibilitäten durch dynamische Tarife sind Flexibilitätsmärkte eine Option. Dabei könnte der Systemdienstleistungsmarkt durch einen netzdienlichen und energiedienlichen Flexibilitätsmarkt sowie lokale Flexibilitätsmärkte ergänzt werden. Bei lokalen Flexibilitätsmärkten handelt es sich um Marktplätze für Engpassmanagement, die lokale Flexibilitätsangebote zusammenführen. Dadurch können Netzbetreiber physische Engpässe beheben. Flexibilitätsanbieter erhalten wiederum eine zusätzliche Möglichkeit, ihre Flexibilität zu vermarkten.

Ein Beispiel eines solchen Flexibilitätsmarkt ist das Projekt Enera, welches über die Strombörse EPEX Spot lief und von 4. Februar bis 30. Juni 2019 mit positivem Erfolg getestet wurde. Dabei wurde lokale Flexibilität von 4000 Angeboten gebündelt und von Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern genutzt. In der Schweiz gibt es bisher noch keine lokalen Flexibilitätsmärkte. Es ist zukünftig denkbar, dass auch in der Schweiz Flexibilitätsangebote gebündelt werden und über Märkte verkauft werden. Aktuell zu verweisen ist auf ein Projekt von Swissgrid und mehreren Verteilnetzbetreibern, die vorhaben, einen gemeinsamen Markt zu schaffen, auf dem die Betreiber von Übertragungs- und Verteilnetzen Systemdienstleistungen aus flexiblen und dezentralen Energiequellen beschaffen können.⁸¹

Da energiedienliche und netzdienliche Flexibilitätsmärkte aber auch in Konkurrenz zu dynamischen Netz- und Energietarifen stehen, stellt sich die Frage, welche dieser Mechanismen sich zukünftig bei den Kunden durchsetzt bzw. wonach diese optimieren. Dies wird sich in der Schweiz erst in den kommenden Jahren zeigen.

9.4 Flexibilitätsinfrastrukturen: Speicher, Smart-Energy-Lösungen, virtuelle Kraftwerke

Speichertechnologien spielen eine zentrale Rolle bei der Bereitstellung von Flexibilität im Stromnetz, indem sie Angebot und Nachfrage zeitlich entkoppeln können.

Folgende Innovationen sind in der Schweiz zu beobachten:

⁸⁰ Die Solartarife von Helion fördern den Eigenverbrauch zu Zeiten hohen Angebots bzw. tiefer Nachfrage und erhöhen die energieseitige Flexibilität. Der Primeo-Tarif hat den Vorteil, dass netzseitig eine Entlastung stattfindet, da z.B. Elektromobile durch Eigenverbrauch dann geladen werden, wenn die Einspeisung aus Photovoltaik erwartungsgemäss am höchsten ist.

⁸¹ Siehe Medienmitteilung von Swissgrid vom 13. Dezember 2023.



Hausspeichersystem: Stationäre Batteriespeicher in Verbindung mit Photovoltaikanlagen und Eigenverbrauchsoptimierung werden seit einigen Jahren verstärkt gebraucht. Diese Speicherlösung ermöglicht es, überschüssig produzierte Solarenergie zu speichern und zu einem späteren Zeitpunkt zu nutzen oder ins Netz einzuspeisen bzw. günstigen Strom aus dem Netz zu speichern. Da die Preissignale momentan eher gemässigt sind, ist es schwierig, Use Cases zu monetarisieren. Simulationen eines Netzbetreibers deuten jedoch darauf hin, dass leistungsorientierte Netztarife Investitionen in lokale Batterien finanziell attraktiv machen werden, um von einer Reduktion von Lastspitzen zu profitieren.⁸²

Mobile Batteriespeicher: Während des Ladevorganges durch das Stromnetz können Fahrzeugbatterien prinzipiell die gleichen Funktionen erfüllen wie stationäre Batterien. Bidirektionales Laden bezeichnet die Fähigkeit von Elektrofahrzeugen, Energie nicht nur aufzunehmen, sondern auch abzugeben. Diese bidirektionale Flexibilität eröffnet verschiedene Anwendungsmöglichkeiten: Vehicle-to-Home (V2H): Versorgung des eigenen Haushalts mit Strom; Vehicle-to-Grid (V2G): Rückspeisung ins öffentliche Stromnetz; Vehicle-to-Building (V2B): Energieversorgung von Gebäuden. Seit dem 1. Januar 2022 ist die Anmeldung von bidirektionalen Ladestationen bei den Verteilnetzbetreibern möglich.⁸³ Mit dem Mantelerlass können kleine Speicher bei entsprechender Rückeinspeisung eine Rückerstattung der bezahlten Netztarife bekommen.

Hybridsysteme: Hybridsysteme wie eine Power-to-Gas-Anlage kombinieren verschiedene Energiequellen und -speichertechnologien, um die Vorteile der einzelnen Komponenten zu nutzen und deren Nachteile auszugleichen. Im Rahmen des STORE&GO-Projekts der Regio Energie Solothurn wurde 2015 eine biologische Methanisierungsanlage in das bestehende Hybridwerk integriert. Diese Power-to-Gas-Anlage wandelt überschüssigen Strom aus erneuerbaren Quellen in Methan um, das im Gasnetz gespeichert werden kann. Die Anlage hat eine Spitzenleistung von 700 kW.⁸⁴

Grossskalige Batteriespeicher: Grossskalige Batteriespeicher mit Kapazitäten von mehreren Megawattstunden dienen als flexible Puffer im Stromnetz und unterstützen die Integration erneuerbarer Energien. Diese Speicher reagieren schnell auf Netzschwankungen und sind besonders wertvoll für die Bereitstellung von Regelleistung. Zudem eignen sie sich für Anwendungen wie Blindleistungskompensation, Peakshaving und Energiearbitrage. Ein Beispiel dafür ist der Batteriespeicher in Dättwil, Schweiz, mit einer Kapazität von 10 Megawattstunden und einer Leistung von 5,5 Megawatt, der seit Dezember 2023 zur Netzstabilisierung eingesetzt wird.⁸⁵

Smart Energy: Neben der Stromspeicherung kann auch die Verbrauchsoptimierung Preissignale nutzen, um entsprechende Flexibilität anzubieten. Smart Energy-Lösungen sind wichtig, um den Verbrauch am Anschlusspunkt anhand der Preissignale so anzupassen, dass der generelle Netzkapazitätsbedarf reduziert wird. Das Potential kann erhöht werden, indem neue Assets (wie Haushaltsgeräte oder Heizungs- und Kühlsysteme) angeschlossen und nutzbar gemacht werden. Viele EVU bieten Gesamtenergieleistungen für Kunden im Ökosystem Energie an.⁸⁶ Das Angebot reicht dabei von Dienstleistungen in der Gebäudetechnik bis hin zum Betrieb und digitalen Modellen. Im Industriebereich gehen diese Dienstleistungen teilweise auch weiter in Richtung Areale, in welchen intelligente Steuerung,

⁸² Basierend auf Daten von Statista ist ein deutlicher Preisrückgang bei Lithium-Ionen-Batterien zu beobachten. Lagen die Kosten pro Kilowattstunde im Jahr 2014 noch bei USD 692, so sind sie bis 2023 auf USD 139 gesunken. Das entspricht einer Reduktion von mehr als 75%. Siehe Statista (2023). Lithium-Ion Battery price per kwh.

⁸³ Siehe Swiss eMobility (2022). Bidirektionales Laden.

⁸⁴ Siehe Regio Energie Solothurn (2024). Forschungsstandorte.

⁸⁵ Siehe AEW (2024). Batteriespeicher Dättwil.

⁸⁶ So wird der Eigenverbrauch optimiert, indem Haushaltsgeräte, Warmwassererzeugung, Wärmepumpen und Batteriespeicher für Elektromobilität durch eine intelligente Steuerung an die Solarproduktion geknüpft werden. Durch Eigenverbrauchsgemeinschaften oder ZEV kann diese Optimierung auch über mehrere Haushalte erfolgen.



Batteriespeicher und kundenspezifische Abrechnungslösungen verwendet werden. Die Gebäudeautomation, die Ausrüstung von Gebäuden mit digitaler Infrastruktur, bzw. Ladeinfrastruktur ist ebenfalls im Gange. Die Vernetzung der Einzelsysteme wird angestrebt, hier ist die (mangelnde) Standardisierung eine Herausforderung. Mit Eigenverbrauchsoptimierungen und Gebäudeautomation gehen auch Fortschritte bei den Kundenschnittstellen einher.⁸⁷

Virtuelle Kraftwerke: Ein virtuelles Kraftwerk ist ein Zusammenschluss von dezentralen Einheiten im Stromnetz, die über ein gemeinsames Leitsystem koordiniert werden. In der Schweiz bietet u.a. Tiko Energy Solutions eine Plattform für dezentrales Energiemanagement an, die es ermöglicht, eine Vielzahl von kleinen Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten zu einem virtuellen Kraftwerk zu vernetzen. Dies erlaubt die Bereitstellung von Regelleistung und unterstützt Netzstabilität. Ein weiteres Beispiel ist ein Projekt von OIKEN und Studer Innotec, bei dem ein virtuelles Kraftwerk entwickelt wurde, das die Nutzung von Photovoltaikanlagen und Batteriespeichern optimiert. Diese Plattform zielt darauf ab, die Energieflüsse auf lokaler, quartiersbezogener und regionaler Ebene zu steuern und damit die Flexibilität von Photovoltaikanlagen zu nutzen und zu optimieren. Das System wird ab 2024 getestet und sollte einen Beitrag zur besseren Integration der erneuerbaren Energien in das Schweizer Energiesystem leisten.⁸⁸

Blockchain und künstliche Intelligenz: Die Blockchain-Technologie bietet aufgrund ihrer dezentralen Natur dort einen idealen Anwendungsbereich, wo traditionelle Intermediäre durch eine direkte, vertrauenswürdige Interaktion ersetzt werden können. Eine Blockchain fungiert dabei als ein dezentral geführtes Register, das sicher auf mehreren Servern gespeichert wird. Dies ermöglicht die Erstellung von Anwendungen wie der Crowd-Balancing-Plattform Equigy oder den Vorreitern im Bereich der Lokalen Elektrizitätsgemeinschaften (LEGs), bei denen die Blockchain-Technologie zur Effizienzsteigerung und Automatisierung von Prozessen beitragen könnte.

In den letzten Jahren wurden mehrere Pilotprojekte initiiert, die das Zusammenspiel von Blockchain und KI im Bereich der Energieversorgung erproben.

- Im **Quartierstrom 1.0** in Walenstadt wurde eine Blockchain-Technologie eingesetzt, um einen Peer-to-Peer-Markt für Solarstrom zu schaffen⁸⁹. Das Projekt ermöglichte es den Teilnehmern, als Prosumer (sowohl Erzeuger als auch Verbraucher) zu agieren, indem sie überschüssigen Solarstrom untereinander handelten. Der Einsatz von Blockchain ermöglichte es, Transaktionen, ohne einen zentralen Intermediär durchzuführen. Im Folgeprojekt Quartierstrom 2.0 wurde allerdings nicht mehr auf die Blockchain gesetzt, weil mit den Energieversorgern bereits eine vertrauenswürdige Instanz im Strommarkt und die angewandte Blockchain-Technologie ab 500 Haushalten an ihre Skalierungsgrenzen stösst.⁹⁰
- Die **Lugaggia Innovation Community (LIC)** ist ein Projekt zur Eigenverbrauchsoptimierung, das einen Kindergarten mit 18 Haushalten und 5 Photovoltaikanlagen in Lugaggia verbindet. Das im März 2019 gestartete Projekt zielt darauf ab, die lokale Energieunabhängigkeit zu maximieren, indem der erzeugte Solarstrom innerhalb der Gemeinschaft optimal genutzt wird. Wichtige Technologien sind eine 60kWh-Batterie und ein KI-basiertes System zur Steuerung von Angebot und Nachfrage, bereitgestellt von den Schweizer Firmen Optimatik und Hive Power. Die Blockchain-Technologie unterstützt die Verwaltung und den Austausch von Energie

⁸⁷ Als Beispiel eines solchen Kundenangebots hat Swisspower im Hinblick auf LEG eine Plattform geschaffen, um das Onboarding inklusive der Verrechnung digitalisiert stattfinden zu lassen und verschiedene Akteure wie Endkunden, Produzenten, Vermittler und Stadtwerke bei LEG zu vereinen.

⁸⁸ Siehe Medienmitteilung von OIKEN vom 23. Januar 2024.

⁸⁹ Siehe Quartierstrom (2020). Der erste lokale Strommarkt der Schweiz.

⁹⁰ Siehe Quartierstrom. Quartierstrom 2.0.



innerhalb der Gemeinschaft, unter Einhaltung der geltenden Eigenverbrauchsgesetze. Die Testphase endete im Dezember 2021.⁹¹

- 2022 haben Swissgrid und ewz mit der Crowd Balancing Platform Equigy ein Pilotprojekt zur Koordination zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern für den Einsatz von dezentralen Energiequellen wie Batterien und Wärmepumpen abgeschlossen. Die Plattform basierte auf Blockchain-Technologie, um kleine Speichereinheiten wie Elektroautos zu koordinieren.⁹² Die Blockchain-Technologie gewährleistet den sicheren Datenaustausch und automatisiert die Koordination zwischen den verschiedenen Akteuren. Sie bietet eine transparente und effiziente Lösung für die Integration erneuerbarer Energiequellen in das Stromnetz.
- Ein Schweizer Pilotprojekt, durchgeführt von den Elektrizitätswerken des Kantons Zürich (EKZ) und Enerlytica, nutzt künstliche Intelligenz, um die Effizienz von Wärmepumpen zu steigern. Durch die Analyse von Smart-Meter-Daten identifizieren KI-Algorithmen ineffiziente Betriebsweisen und bieten Haushalten eine kostenlose Analyse ihres Wärmepumpen-Stromverbrauchs.⁹³

9.5 Netz- und energieseitige Massnahmen: Abregelung von PV-Anlagen

Als Alternative zur marktbasierter Nutzung von Flexibilitäten über Preissignale besteht die Möglichkeit, die Einspeisung durch Abregelung von PV-Anlagen zu begrenzen. Eine solche Abregelung erlaubt es Netzbetreibern an Tagen mit hoher Einspeisung von PV-Anlagen und tiefem Verbrauch flexibler auf den Überschuss an Erzeugung zu reagieren. Im Mantelerlass wurde diesbezüglich festgelegt, dass bis zu 3 Prozent der jährlichen Einspeisung bei jeder Anlage abgeregelt werden kann.

9.6 Internationale Einordnung der Entwicklung bei der Flexibilität

Die Schweiz weist im Vergleich zu anderen Ländern sowohl Vorteile als auch Nachteile im Bereich der Flexibilitätsmärkte auf. Ein wesentlicher Vorteil liegt in den Pumpspeicherkraftwerken, die erhebliche Flexibilität bieten und somit eine wichtige Rolle in der Energiewende spielen können. Auf der anderen Seite steht jedoch das starre Grundversorgungsmodell der Schweiz, das keine dynamischen Preise vorsieht und die Reaktionsfähigkeit der Kunden auf Preissignale einschränkt (auch mangels Smart Meter). Da viele Verbraucher an feste Tarife gebunden sind, fehlt es an Anreizen, den Stromverbrauch flexibel an die Preisschwankungen des Marktes anzupassen.

Auch das Kostenregulierungsmodell der Schweiz begünstigt im Vergleich zu regulatorischen Alternativen nicht den Flexibilitätseinsatz in den Netzen, da nur auf Investitionen in Netzinfrastrukturen eine Kapitalverzinsung gezahlt wird.

10. Entwicklung des Aussenhandels

Das StromVG legt die Rahmenbedingungen für die Erhaltung und Stärkung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Elektrizitätswirtschaft fest (Art. 1 Abs. 2 Bst. b StromVG). Wichtige Kriterien für die Beurteilung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit sind neben den Strompreisen und Netzentgelten auch die Entwicklungen des Aussenhandels. In Kapitel 10.1 erfolgt eine Darstellung der

⁹¹ Siehe SUPSI (2021). Lugaggia Innovation Community.

⁹² Siehe Swissgrid (2020). Equigy – Crowd balancing platform.

⁹³ Siehe VSE (2024). Künstliche Intelligenz für die skalierbare Optimierung von Wärmepumpen.



Entwicklungen des Aussenhandels. Danach wird über Entwicklungen im Engpassmanagement berichtet (Kapitel 10.2). Eine kurze Bewertung dieser Aspekte erfolgt in Kapitel 10.3.

10.1 Stromaussehenhandel

Die Stromversorgung der Schweiz ist mit den Nachbarländern eng verknüpft. Dank ihrer geographischen Lage in der Mitte Europas, einer guten Netzanbindung und einem flexiblen Kraftwerkspark ist die Schweizer Strombranche ein wichtiger Akteur beim grenzüberschreitenden Handel mit Elektrizität.

Mit ihren Speicherkraftwerken bietet die Schweiz eine hohe Flexibilität, um besonders während Spitzenzeiten die Stromnachfrage im In- und Ausland zu decken. Pumpspeicherkraftwerke können zudem bei hohem Angebot ihre Pumpen betreiben.

Im Jahr 2023 betragen die physischen Stromexporte 33.9 TWh, während die Importe bei 27.5 TWh lagen, was zu einem Netto-Stromexportüberschuss von 6.4 TWh führte. Wie schon unter Kapitel 4 erwähnt, ist die Schweiz während den Wintermonaten (Oktober bis März) in der Regel Netto-Importeur, da im Winter die höhere Nachfrage wegen der geringeren Produktion von Wasserkraft nicht im Inland gedeckt werden kann. Im Sommer liegt die inländische Stromproduktion über der inländischen Nachfrage und es wird netto Strom exportiert.

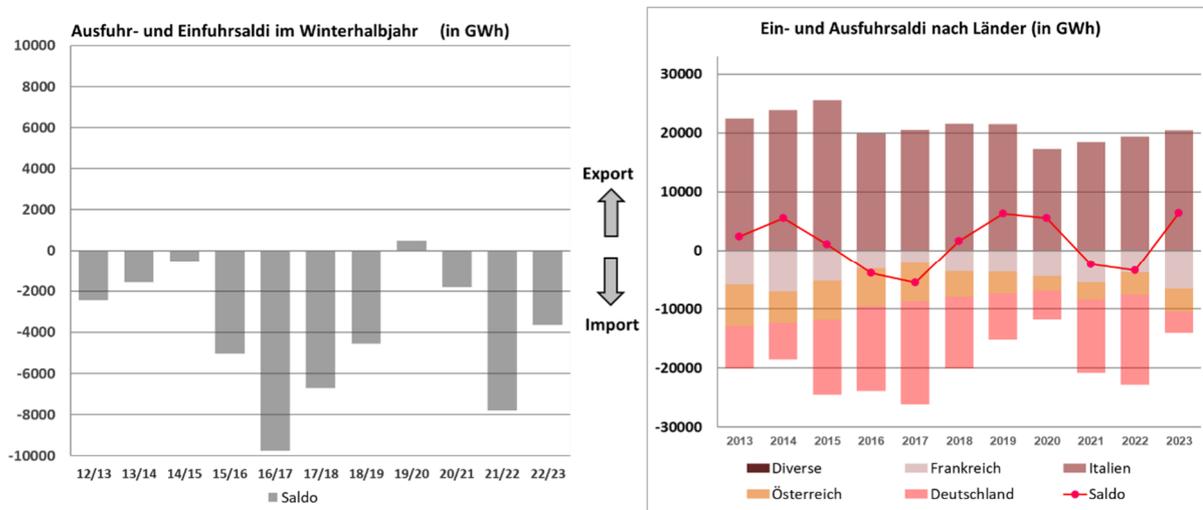


Abbildung 47: Entwicklung der Ausfuhr- und Einfuhr-Situation der Schweiz für die letzten zehn Winterhalbjahre und Kalenderjahre sowie des mittleren Saldos (rote Linie), (Quelle: Elektrizitätsstatistik 2023, Tab. 27-28)

Die nachfolgende Abbildung zeigt die finanzielle Entwicklung des Stromaussehenhandels. Offensichtlich ist der Anstieg sowohl der Einnahmen als auch der Ausgaben in den Jahren der Energiekrise aufgrund der höheren Grosshandelspreise.

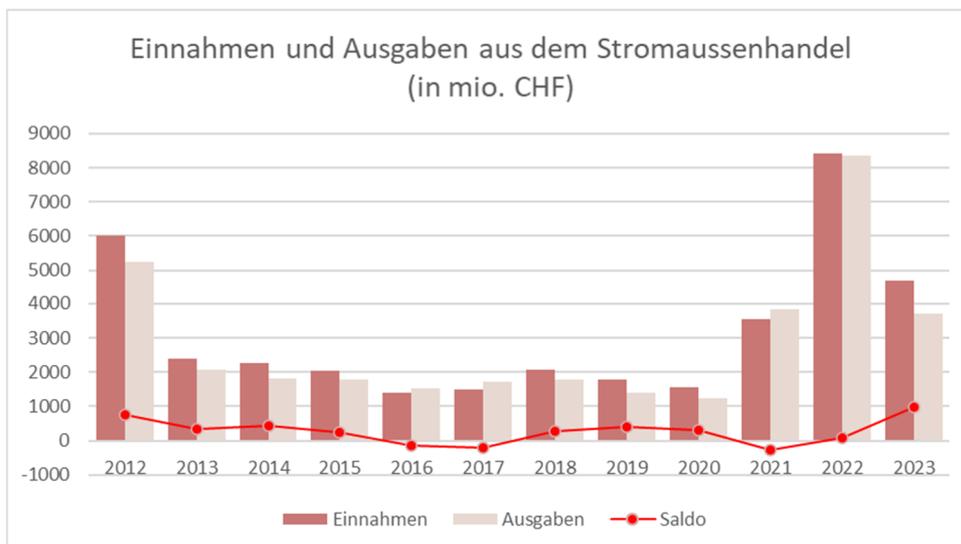


Abbildung 48: Entwicklung der Einnahmen und Ausgaben aus dem Stromausserhandel sowie mittlerer Saldo (rote Linie)
(Quelle: Elektrizitätsstatistik 2023; S. 47)

10.2 Entwicklung Engpassmanagement

Das Schweizer Übertragungsnetz ist über 41 grenzüberschreitende Leitungen mit den Netzen der angrenzenden Länder verbunden. 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 marktorientiert zugeteilt, namentlich im Rahmen expliziter Auktionen. 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) 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 benachbarte 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 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 vorsieht. 2023 mussten Deutschland 40.8 und Österreich 39.0 Prozent erreichen.

Die Entwicklung der EU-Regelungen und -Methoden (insbesondere die erwähnte 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). Im Jahr 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 EICom begleitet diese Arbeiten und vertritt die Interessen der Schweiz auf EU-Ebene in den Diskussionen zwischen Regulatoren.



11. Zusammenfassende Würdigung und Ausblick

Die Würdigung fasst wichtige Aspekte dieses Berichts zusammen und gibt einen Ausblick auf zukünftige Herausforderungen.

Versorgungssicherheit

Mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien sollen bis 2035 resp. 2050 die erneuerbaren Energien erheblich ausgebaut werden. Dies betrifft massgeblich den Regelungsbereich des EnG und wird mit dem Monitoring zur Energiestrategie 2050 überprüft (s. www.energiemonitoring.ch).

Im Regelungsbereich des StromVG ist aus Sicht der Versorgungssicherheit v.a. die Schaffung einer gesetzlichen Grundlage für eine Energiereserve im Winter erwähnenswert. Mit der Wasserkraftreserve, den Reservekraftwerken und Notstromgruppen wurden ab dem Jahr 2022 drei neue Kapazitätsmarktelemente eingeführt.

Die aktuelle Versorgungsqualität in der Schweiz ist gut. Bei der Versorgungssicherheit zeigen sich trotz der nach der Energiekrise beruhigten und sicheren Situation zukünftige Risiken. Diese betreffen massgeblich die Winterstromversorgung. Eine Kooperation mit der EU (Stromabkommen oder technische Verträge, welche dazu führen, dass die Austauschkapazitäten abgesichert werden können), verringert das Risiko, dass es (unter einzelnen Wetterkonstellationen) zu Versorgungsengpässen kommen kann. Weitere zukünftige Unsicherheiten bleiben bestehen. Beispielsweise können entlang der LNG-Lieferketten geopolitische Eskalationsszenarien nicht ausgeschlossen werden.

Gegenwärtig ist die Schweiz vom Flow Based Market Coupling (FBMC) und den Balancing-Plattformen ausgeschlossen, was Rückwirkungen auf die Versorgungssicherheit hat. Die Entwicklung der EU-Regelungen und -Methoden (insbesondere die 70%-Regelung) dürfte vermehrt zu Engpässen im Schweizer Netz und zu einem vermehrten Einsatz von operativen Entlastungsmassnahmen führen.

Im Zuge der angespannten Energieversorgungssituation 2022/2023 wurde die Versorgungssicherheit im Strombereich v.a. durch die Schaffung der Winterreserve, dem Rettungsschirm für Stromunternehmen, Möglichkeiten zur Senkung der Restwassermengen, vorübergehende Möglichkeiten zur Kapazitätserhöhung des Übertragungsnetzes und einer Energiesparkkampagne des BFE abgesichert.

Wettbewerbs- und Preisentwicklung

Das StromVG hat zu einer positiven Wettbewerbsentwicklung im geöffneten Teilbereich ab 100 MWh (Grosskunden) beigetragen. Auch wenn sich der Anteil der Marktberechtigten im freien Markt von gut zwei Drittel nicht mehr stark verändert hat, profitieren diese grundsätzlich von preislich attraktiven Beschaffungskonditionen. Im nicht liberalisierten Bereich herrscht weiterhin eine Monopolsituation, die der Grundversorgungsregulierung unterliegt. Mehr als 99% der Endkundinnen und Endkunden werden in der Grundversorgung beliefert und haben somit kein Recht auf Netzzugang. Die seit dem Jahr 2008 geltende Teilmarktöffnung führt zu grundlegenden Wettbewerbsverzerrungen und birgt tendenziell auch ein Potenzial für Quersubventionen zum Nachteil der gebundenen Endkundinnen und Endkunden in der Grundversorgung.

Die Termin- und Spotmärkte haben im Rahmen der Energiekrise starke Preissteigerungen erfahren, die sich mittlerweile zurückgebildet haben. Gleichwohl liegen sie immer noch deutlich über dem Niveau von 2019. Die Preise am OTC-Markt werden als leicht teurer als die Börsenpreise eingestuft, gleichzeitig werden die Handelskosten als vorteilhaft beurteilt. Im Intraday-Markt ist die Liquidität im Jahr 2018 nach



der Einführung von XBID stark zurückgegangen, weil die Schweiz nicht im EU-Market Coupling inkludiert ist.

Die Nettokosten von Swissgrid bei der Regelenenergiebeschaffung sind seit 2021 stark gestiegen. Der preisliche Anstieg liegt grösstenteils an höheren Preisen der Sekundärregelenergie, deren Abrufmenge nicht gestiegen ist. Es ist dabei offen, wie viel davon auf das im Jahr 2022 eingeführte und an das europäische PICASSO-System angelehnte neue Auktionsdesign zurückzuführen ist. Es ist aber davon auszugehen, dass dieses Design nicht unerheblich zum Preisanstieg beigetragen hat, der insbesondere seit Frühjahr 2024 besonders ausgeprägt ist. Die von der ElCom eingeführte Preisobergrenze für die Sekundärregelenergie ist bis Ende 2025 befristet. Weitere Massnahmen befinden sich derzeit in der Umsetzungsphase, um diese Märkte mittel- bis langfristig zu stabilisieren.

Die Energiekrise hat auch aufgezeigt, dass es zu einer Absicherung von Preisrisiken einer strukturierten Beschaffung – auch gerade für die Grundversorgung – bedarf. Damit es nicht zu einer opportunistischen Nutzung der regulierten Grundversorgung kommt, wurde während der Energiekrise keine Änderung der Regel «einmal frei, immer frei» durchgeführt. Die Grundversorgungspreise für die Haushalte sind zu Beginn der Energiekrise relativ stabil geblieben, dann aber erheblich angestiegen, wobei es starke Verschiebungen der regionalen Ausprägungen gab. Dies gilt analog in der Grundversorgung für gewerbliche und industrielle Endkunden.

Kostensteigerungen bei Netztarifen seit 2018 waren vorwiegend durch steigende Kosten bei der Swissgrid aufgrund der teureren Regelenenergiebeschaffung und den hinzukommenden Kosten der Energiereserven getrieben. Der Mantelerlass reduziert hierbei die Kosten der Wasserkraftreserve.

Der Markt für Herkunftsnachweise ist wenig transparent. Der Handel hat sich auf standardisierte OTC-Plattformen verlagert. In der Schweiz existiert ein PPA-Markt, der sich – im Vergleich zum Ausland – noch in der Entwicklungsphase befindet. In beiden Feldern gibt es also ein relevantes Verbesserungspotential.

Insgesamt sind die Schweizer Endverbraucherpreise weiterhin im Durchschnitt vergleichbarer EU-Länder. Grossverbraucher haben jedoch im Vergleich zu EU-Durchschnitt höhere Preise. Innerhalb der Grundversorgungsangebote sind die Energiepreise vergleichsweise im Mittelfeld und insbesondere die Steuern und Abgaben sind tief. Deutlich ungünstiger ist die Situation bei den Netzkosten, diese fallen im Vergleich am höchsten aus. Die Problematik wird mit einer Senkung des WACC im Rahmen der Revision der Stromversorgungsverordnung vom Februar 2025 zur Verzinsung des Kapitals im Stromnetz und in geförderten Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien teilweise angegangen. Dennoch besteht bei der Netzregulierung aufgrund des kommenden Verteilnetzausbaus weiterhin Reformpotential.

Zweckmässige, aber unzureichende Marktöffnung

Die Preisentwicklungen im Grosshandelsmarkt und im freien Marktsegment sind ein Abbild der marktlichen Knappheiten. Die Marktteilnehmer können sich dagegen in unterschiedlicher Weise absichern. Eine strukturierte Beschaffung sichert das Risiko zu einem gewissen Teil ab. Trotz der Energiekrise ist die mit StromVG verbundene Teilmarktöffnung als zweckmässig zu bewerten.

In der Grundversorgung hingegen führte der Status quo bei (in der Beschaffung) wenig effizienten Netzbetreibern zu erheblichen preislichen Verwerfungen, auf die die Bürgerinnen und Bürger mangels Wahlmöglichkeiten nicht reagieren konnten. Dies hatte zur Folge, dass diese in der Grundversorgung auch bei teils erheblichen Kostensteigerungen als Folge der Energiekrise ihren Stromlieferanten nicht wechseln konnten. Von wesentlichen Preissteigerungen waren vor allem jene Verteilnetzbetreiber betroffen, die nicht massgeblich über eigene Kraftwerke verfügen und den Strom für ihre Endkundinnen und



Endkunden in der Grundversorgung grösstenteils auf dem Strommarkt einkaufte. Zugleich profitierten insbesondere grundversorgte Kunden bei Verteilnetzbetreibern mit Eigenproduktion von der Gesteungskostenregelung. Die Preisentwicklung hing des Weiteren von der Beschaffungsstrategie des Unternehmens ab. Netzbetreiber werden daher durch das Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien umfassender verpflichtet, sich gegen mittel- und längerfristige Preisrisiken abzusichern. Dies ist auch eine Regulierungstendenz in der EU und führt mittelbar zu einer steigenden Bedeutung von Langfristverträgen via PPAs. Eine volle Strommarktöffnung steht in der Schweiz weiterhin aus.

Notwendige bessere EU-Integration des Schweizer Marktes

Hinsichtlich der zukünftigen Marktentwicklung ist es wichtig, dass sich die Schweiz den Zugang zu den europäischen Märkten absichert. Ein diesbezüglich vorteilhaftes Stromabkommen mit der EU würde diverse Anpassungen wie eine volle Strommarktöffnung, Anpassungen bei der Grundversorgung, strengerer Entflechtungsregelungen, Abschaffung bestimmter Vorränge an den Grenzkoppelstellen (LTC-Vorränge) etc. bringen. Eine verbesserte Integration des Schweizer in den europäischen Markt sichert die Handelsmöglichkeiten der heimischen Branche ab und stärkt somit die Schweizer Stromdrehscheibe. Zudem führt sie einerseits zu einer Verbesserung der Versorgungssicherheit und andererseits zu tendenziell günstigeren Preisen. Defizite der mangelnden Integration zeigen sich aktuell in den illiquiden Intradaymärkten und Beschränkungen in der grenzübergreifenden Beschaffung günstiger Regenergie.

Verbesserungspotenzial in der gegenwärtigen Netzregulierung

Um den (vergleichsweise) hohen Netzkosten und einem erheblichen Kostenanstieg entgegenzuwirken, ist es besonders wichtig, dass die mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien kommende Sunshine-Regulierung (Transparenzinstrument) wirksam ist. Das Gesetz sieht vier Jahre nach Inkrafttreten eine Evaluation der Massnahme vor. Diese Verbesserung der Cost-Plus-Regulierung wird auf ihre Wirksamkeit hin evaluiert werden, dahingehend, ob das Regulierungssystem auf eine Anreizregulierung anzupassen ist, die im Gegensatz zur gegenwärtigen Praxis konkrete finanzielle Anreize zur Kosteneffizienz setzt. In der Vergangenheit hat die bundesgerichtliche Rechtsprechung zur Höhe der anrechenbaren Kapitalkosten dazu beitragen, dass die überhöhte Kostenansätze bei den Verteilnetzkosten möglich waren. Dies impliziert, dass die Kostenregulierung kaum Anreize zu einem kosteneffizienten Verhalten setzt und übermässige Monopolgewinne nur begrenzt verhindern kann.

In den kommenden Jahren ist es zudem wichtig, die Flexibilitäten in der Erzeugung und dem Verbrauch möglichst umfassend zu nutzen. Dies kann den Anstieg die Netzkosten beschränken. In die Richtung einer flexiblen Netznutzung wirkt vor allem eine forcierte Einführung von dynamischen und zeitvariablen Netztarifen.

Schliesslich muss im Rahmen der Netzkostenregulierung auf einen angemessene Kapitalverzinsung geachtet und überhöhte Vergütungen der Netzbetreiber vermieden werden.

Weitere Entwicklung des StromVG

Mit dem Mantelerlass kam es zu zentralen Anpassungen bei der Regulierung durch das StromVG. Weitere Entwicklungen des StromVG werden massgeblich davon abhängen, ob die Schweiz ein Stromabkommen mit der EU abschliesst und damit auch EU-Regelungen im verstärkten Masse übernehmen



wird. Zudem ist – wie oben erwähnt – ein verstärktes Augenmerk auf die Netzregulierung zu werfen, damit es zu einer möglichst effizienten Netzentwicklung kommt. Hier sind weitere Anpassungen der geltenden Regulierung zu untersuchen, u.a. da die Sunshine-Regulierung nur ein Transparenzinstrument darstellt.



Ergänzende Literaturquellen

Bundesamt für Energie, Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2019 - 2023, Bern 2019 -2023

Bundesamt für Energie, Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2019 2023, Bern 2019- 23

Bundesamt für Energie, Thermische Stromproduktion inklusive Wärmekraftkopplung (WKK) in der Schweiz 2019 - 23, Bern 2019 - 2023

Bundesamt für Energie, Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien, Ausgabe 2023 – Vorabzug, Bern 2023

Bundesamt für Energie, Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz, Bern 2024

Bundesamt für Energie, Auswirkungen einer starken Elektrifizierung und eines massiven Ausbaus der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien auf die Schweizer Stromverteilnetze (Verteilnetzstudie), Bern, 2022

EICom, Tätigkeitsberichte der EICom 2018 bis 2023

EICom, Bericht Regelleistung und Regelenergie 2021, Bern 2021

Swiss Economics, Wettbewerbs- und Marktsituation des Schweizer Strommarktes, Zürich, 2024