



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

**Bundesamt für Energie BFE**  
Sektion Marktregulierung

**Bericht** vom 20.09.2024

---

# **Wettbewerbs- und Marktsituation des Schweizer Strommarktes**

## Schlussbericht

---



**Datum:** 20.09.2024

**Ort:** Zürich

**Auftraggeberin:**

Bundesamt für Energie BFE  
CH-3003 Bern  
[www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

**Auftragnehmerin:**

Swiss Economics SE AG  
Ottikerstrasse 7, 8006 Zürich  
[www.swiss-economics.ch](http://www.swiss-economics.ch)

**Autoren:**

Dr. Urs Trinkner, [urs.trinkner@swiss-economics.ch](mailto:urs.trinkner@swiss-economics.ch)  
Romain de Luze, [romain.de.luze@swiss-economics.ch](mailto:romain.de.luze@swiss-economics.ch)  
Andreas Stritt  
Nicolas Greber  
Leah Meyer de Stadelhofen  
Michael Altorfer  
Stephan Minger

**BFE-Projektleitung:** Dr. Wolfgang Elsenbast  
Valentine Mauron

**EICom-Projektleitung:** Dr. Barbara Wyss

**BFE-Vertragsnummer:** SI/200475-01

**Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.**

**Marktentwicklungen in der Schweiz**

# **Wettbewerbs- und Marktsituation des Schweizer Strommarktes**

**Schlussbericht**

Dr. Urs Trinkner

Romain de Luze

Andreas Stritt

Nicolas Greber

Michael Altorfer

Leah Meyer de Stadelhofen

Stephan Minger

**Bericht im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE)**

**20.09.2024**

**ISSN 2235-1868**



**Metainformationen**

Titel: Wettbewerbs- und Marktsituation des Schweizer Strommarktes  
Referenz: Strommarktuntersuchung 2024  
Status: Schlussbericht  
Version: V2  
Datum: 20.09.2024  
Autoren: Urs Trinkner, Romain de Luze, Andreas Stritt, Nicolas Greber, Michael Altorfer, Stephan Minger, Leah Meyer de Stadelhofen  
Kontakt: Urs Trinkner, urs.trinkner@swiss-economics.ch, +41 79 830 14 32  
Keywords: Strommarkt, Entwicklungen

**Begleitgruppe**

Dr. Wolfgang Elsenbast (BFE), Valentine Mauron (BFE)

Dr. Barbara Wyss (ElCom)

**Disclaimer**

Dieses Gutachten wurde von Swiss Economics SE AG im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE) erstellt. Obwohl Swiss Economics sich bemüht, nur wahre und korrekte Informationen zu verwenden und eigene Aussagen sorgfältig zu tätigen, kann hinsichtlich der Richtigkeit, Aktualität, Genauigkeit, Zuverlässigkeit, Vollständigkeit und Verwendbarkeit der nachfolgenden Informationen keine Gewähr oder Haftung übernommen werden. Swiss Economics haftet in keinem Fall für Schäden oder Folgeschäden jeglicher Art, die in irgendeiner Weise im Zusammenhang den nachfolgend bereitgestellten Informationen stehen. Die nachfolgenden Informationen stellen keine rechtliche Beratung dar.

© Swiss Economics SE AG, Ottikerstrasse 7, 8006 Zürich, [www.swiss-economics.ch](http://www.swiss-economics.ch)

## Zusammenfassung

### Kontext

- Das Bundesamt für Energie (BFE) ist nach Artikel 27 Abs. 3 Stromversorgungsverordnung angehalten, dem Bundesrat regelmässig über die Zweckmässigkeit, Wirksamkeit und Wirtschaftlichkeit der Stromgesetzgebung zu berichten.
- Die vorliegende Marktuntersuchung erarbeitet Grundlagen hierzu und ergänzt frühere Untersuchungen aus den Jahren 2013 und 2018. Es wird jeweils der aktuelle Stand der verfügbaren Daten berücksichtigt. Der Bericht gliedert sich weitgehend entlang der Wertschöpfungskette und wird mit den Schwerpunktthemen Flexibilitäten und Innovationen abgerundet.

### Struktur der Schweizer Elektrizitätswirtschaft (Kapitel 2)

- Die Zahl der Netzbetreiber ist auf hohem Niveau leicht rückläufig (von 630 im Jahr 2018 auf 600 im Jahr 2024). Deren Grösse variiert stark, wobei die Netzbetreiber, welche am meisten Gemeinden versorgen, in den letzten Jahren tendenziell noch an versorgten Gemeinden zugelegt haben (Abschnitt 2.1).
- Insgesamt dürften öffentliche Körperschaften weiterhin mit mehr als 90 Prozent an den Schweizer Energieversorgern beteiligt sein. Swissgrid ist weiterhin zu zwei Dritteln im Besitz der BKW Netzbeteiligung AG und die Axpo Volt Beteiligung AG, welche wiederum je zu 49.9 Prozent im Besitz von Pensionskassen sind (Abschnitt 2.2).
- Bei der Energiebeschaffung sind Vollversorgungsverträge tendenziell auf dem Rückzug, während die strukturierte Beschaffung zunimmt (Abschnitt 2.3).
- Die Struktur und die Profile der Bilanzgruppen (u.a. die Anzahl der Bilanzgruppen, sowie deren Einspeise- und Lastgangsummen) sind seit der letzten Untersuchung weitgehend konstant geblieben (Abschnitt 2.4).
- Kooperationen sind in der Schweizer Energiewirtschaft ausgeprägt. Es bestehen entlang der ganzen Wertschöpfungskette vielfältige Geschäftsmodelle und spezialisierte Anbieter, auf welche insbesondere kleinere Versorger zurückgreifen. Digitalisierung und Regulierung verstärken den Trend bzw. den Bedarf, spezialisierte Dienstleistungen einzukaufen, darunter Management von Smart Meters, SDL-Vermarktung, Netzmodellierung, Wetterprognosen, Datenmanagement, Cybersicherheit oder standardisierte Reports an die Behörden (Abschnitt 2.5).

### Entwicklungen an den Schweizer Grosshandelsmärkten (Kapitel 3)

- Die Grosshandelsmärkte (Termin- und Spotmärkte) haben im Zuge der Energiekrise starke Preissteigerungen erfahren, die sich mittlerweile zurückgebildet haben. Gleichwohl liegen die Preise immer noch deutlich über ihrem Niveau von 2019 (Abschnitt 3.1).

- Die Preise am OTC Markt werden von den Marktteilnehmern als leicht teurer als diejenigen der Börse EEX eingestuft, gleichzeitig werden die Handelskosten als vorteilhaft beurteilt. Geschätzt wird insbesondere der im Jahr 2019 lancierte OTC Handelsplatz en-macc (Abschnitt 3.1.1).
- Im Intraday-Markt ist die Liquidität im Jahr 2018 nach der Einführung von XBID stark zurückgegangen. Auf die Preishöhe hat sich dies kaum ausgewirkt (Abschnitt 3.1.2).
- Der Handel für Herkunftsnachweise hat sich auf standardisierte OTC-Plattformen verlagert, was die Transparenz für die dort teilnehmenden Akteure erhöht hat. Für Akteure, die keinen Zugriff haben, z.B. Marktbeobachter oder kleine Anbieter, ist die Transparenz nicht gegeben (Abschnitt 3.2).
- In der Schweiz existiert ein PPA-Markt, der sich – auch gerade im Vergleich zum Ausland – noch in der Entwicklungsphase befindet. Das Angebot von PPA ist geringer als die Nachfrage, dies könnte sich jedoch durch den Ausbau von alpinen Solarkraftwerken und Windkraftwerken ändern. Zu beachten ist, dass sich PPAs angebotsseitig in Konkurrenz zu staatlichen Förderungen befinden können, soweit diese die Investitionsrisiken Erneuerbarer verringern. Nachfrageseitig ergänzen sich die Instrumente, wenn die Vermarktungsmöglichkeiten durch die Förderung nicht eingeschränkt werden wie beispielsweise bei der gleitenden Marktprämie (Abschnitt 3.3).
- Der Regelernergieabruf von Tertiärregelleistung durch Swissgrid ist jüngst aufgrund von stets grösseren Prognoseabweichungen der Bilanzgruppen deutlich gestiegen. Die Nettokosten von Swissgrid bei der Regelernergiebeschaffung sind seit 2021 stark gestiegen. Im Jahr 2023 gingen sie aufgrund rückläufiger Energiepreise leicht zurück, blieben aber auf einem weiterhin hohen Niveau. Ein Grossteil davon liegt in höheren Preisen der Sekundärregelenergie begründet, deren Abrufmenge nicht gestiegen ist. Es ist offen, wie viel davon auf das im Jahr 2022 eingeführte, an das europäische PICASSO-System angelehnte neue Auktionsdesign zurückzuführen ist (Abschnitt 3.4).
- Mit der Wasserkraftreserve, den Reservekraftwerken und Notstromgruppen wurden ab dem Jahr 2022 drei neue Kapazitätsmechanismen eingeführt, die bisher rund CHF 850 Mio. gekostet haben. Die Kosten werden via Swissgrid an die unterliegenden Netzbetreiber gewälzt und über die Netznutzungstarife an die Endkunden verrechnet. Im Jahr 2024 betrug die Belastung im Netznutzungstarif 1.2 Rp./kWh (Abschnitt 3.5).

#### **Entwicklungen am Endkundenmarkt (Kapitel 4)**

- Im Zuge der Energiekrise sind die durchschnittlichen Ausgaben für Strom pro kWh in der Schweiz ab dem Jahr 2021 stark gestiegen. Der Stromverbrauch ist weitgehend konstant geblieben mit Rückgängen im Corona-Jahr 2020 und während der Energiekrise 2022 (Abschnitt 4.1).
- Im geöffneten Teilmarkt hat sich der Anteil der marktberechtigten Kunden, die ihr Recht auf Netzzugang ausüben, seit 2018 nicht mehr erhöht und ist bei rund zwei Dritteln verblieben. Im Zuge der Energiekrise ist er leicht zurückgegangen (Abschnitt 4.2.1).

- Die Marktkunden wählen in der Regel Terminverträge mit festen Preisen, welche sie oft gestaffelt beschaffen. Die Terminverträge haben sie während der Energiekrise zunächst erfolgreich geschützt. Die Abschlüsse für das Jahr 2024, die in den Vorjahren vereinbart wurden, führen im 2024 jedoch zu Durchschnittspreisen, die deutlich höher liegen als die aktuellen Preise am Spotmarkt (Abschnitt 4.2.2).
- Der Vergleich der Preise von Marktkunden und Kunden in der Grundversorgung zeigt, dass Marktkunden vor der Energiekrise tendenziell tiefere Preise gezahlt haben. Im Zuge der Energiekrise profitieren grundversorgte Kunden bei Verteilnetzbetreibern mit Eigenproduktion teilweise von der Gestehungskostenregelung (Abschnitt 4.3.1).
- Die Preise von Herkunftsnachweisen, welche grundversorgten Kunden angerechnet werden, sind deutlich höher. Ein möglicher Grund ist, dass Kunden auf dem freien Markt eine Präferenz für günstigere Produkte haben als Kunden in der Grundversorgung. Eine andere mögliche Erklärung ist, dass die Standardprodukte für Kunden der Grundversorgung oft hauptsächlich oder vollständig aus erneuerbaren Energien bestehen mit entsprechend höheren Kosten für Herkunftsnachweise (Abschnitt 4.3.2).
- Die Preiselastizität zwischen Markt- und Grundversorgungskunden ist im Durchschnitt ähnlich ausgeprägt und hängt bei Geschäftskunden stark vom Geschäftsmodell ab. Zu beachten ist, dass ein wesentlicher Teil der Marktkunden feste Preise vereinbart und insofern analog zu Kunden in der Grundversorgung keine Anreize hat, auf untertägige Preisschwankungen am Grosshandelsmarkt zu reagieren (Abschnitt 4.3.3).
- Nachdem der Strompreis in der Schweiz mehrere Jahre konstant geblieben ist, gab es zuletzt eine starke Zunahme um insgesamt 11.4 Rp./kWh. Die Zunahme ist insbesondere auf die Energiekomponente zurückzuführen, gleichzeitig ist auch die Netzkostenkomponente in wesentlichem Umfang gestiegen (Abschnitt 4.4):
  - Von 2018 bis 2024 stieg der durchschnittliche Energiepreis um 8.0 Rp./kWh, was einer Zunahme von 105 Prozent entspricht.
  - Die Netzentgelte stiegen um 3.3 Rp./kWh (Zunahme von 33 Prozent gegenüber 2018). Der Anstieg ist primär von höheren weitergereichten Kosten der Swissgrid getrieben (Kosten Kapazitätsmechanismen, vgl. Abschnitt 3.5, und höhere Kosten von Systemdienstleistungen, vgl. Abschnitt 3.4).
- Im internationalen Preisvergleich liegen die Schweizer Strompreise wechsellkursbereinigt im Mittelfeld, dies gilt sowohl für Industriekunden, Gewerbekunden als auch Haushaltskunden. Die Netzkostenkomponente ist verhältnismässig hoch, während die Abgaben verhältnismässig tief liegen. Dies ist von hoher Bedeutung, da prognostiziert wird, dass sich die Netzkosten bis 2050 stark erhöhen werden. Insofern kommt künftig einer effektiven (allfällig finanziellen) Beanreizung der Effizienz der Netzbetreiber eine entscheidende Rolle zu (Abschnitt 4.4).
- Innerhalb der Schweiz gibt es bei Energie- und Netztarifen grosse regionale Unterschiede. Energieseitig ist ein wesentlicher Faktor, ob der Versorger über eigene Erzeugung zu ausreichend günstigen Gestehungskosten verfügt. Auch die Beschaffungs-

strategie des Unternehmens spielt eine wichtige Rolle. Auf der Netzseite können verschiedene Faktoren regionale Unterschiede erklären, z. B. unterschiedliche topografische Gegebenheiten des Versorgungsgebiets, ein unterschiedliches Verbrauchsverhalten der Endverbraucher, Effizienzunterschiede oder kalkulatorische Effekte (Abschnitt 4.5).

- Die Anzahl PV-Anlagen mit Eigenverbrauch sowie der Anteil des Eigenverbrauchs sind in den letzten Jahren stark gewachsen. Anlagen mit Eigenverbrauch haben sich von 2019 bis 2022 auf rund 160'000 verdoppelt. Die Anzahl PV-Anlagen in Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch (ZEV) haben sich im gleichen Zeitraum vervierfacht. Der Anteil von PV-Anlagen, welche sich in ZEV befinden, hat sich verdoppelt (Abschnitt 4.6).

### **Innovationen und Flexibilitätsmärkte (Kapitel 5)**

- Durch die vermehrte Erzeugung von Strom aus Photovoltaik und Wind haben sowohl die Leistungsänderungen innerhalb einer Stunde als auch die Prognoseunsicherheit zugenommen. Zusammen mit nachfrageseitigen Entwicklungen wie Elektromobilität und Wärmepumpen erhöht dies die Anforderungen an die Flexibilität des Schweizer Strommarktes (Abschnitt 5.1).
- Zur systemdienlichen Bereitstellung entsprechender Flexibilitäten ist es wichtig, dass Flexibilitätspotentiale von Endkunden in geeigneter Weise aktiviert werden können. Dazu sind Preissignale notwendig, welche die Knappheit anzeigen und Anreize für markt- und netzdienlichen Verbrauch geben. Dabei ist zu beachten, dass marktbasierendes Lastverhalten den Netzausbaubedarf auch erhöhen kann (Abschnitt 5.2.1).
- In der Schweiz werden erste Anwendungen neuer Preismodelle angeboten, welche die (Netz-)Knappheit widerspiegeln. So hat etwa Groupe E dynamische Netztarife als Option für interessierte Kunden eingeführt, die Azienda Multiservizi Bellinzona einen dynamischen Tarif (Netz und Energie kombiniert), Primeo flexible Einspeisetarife sowie einen E-Mobilitätstarif, Helion einen Einspeisetarif, welcher an den Spotmarktpreis gekoppelt ist und Elektra Jegenstorf einen höheren Einspeisetarif, welcher eine Abregelung auf 60 Prozent der Leistung erlaubt. Spotmarktindizierte Preismodelle sind im geöffneten Teilmarkt vorhanden, stossen aber auf wenig Interesse der Geschäftskunden (Abschnitt 5.2.1).
- Neue Speichermöglichkeiten erhöhen die verfügbare Flexibilität weiter. Während stationäre Batteriespeicher bei Endkunden zunehmend zur Eigenverbrauchsoptimierung von Solarenergie genutzt werden, bieten mobile Batteriespeicher durch bidirektionales Laden zusätzliche Möglichkeiten (etwa Vehicle-to-Grid, V2G) und können bei netzdienlichen Anreizen zur Netzstabilität beitragen. Auf der Produzentenseite bieten Hybridsysteme und grossskalige Batteriespeicher neue Möglichkeiten zur Erhöhung der Flexibilität (Abschnitt 5.2.2).

- Haushalte können basierend auf den Preissignalen ihren Verbrauch optimieren und ihre Flexibilität nutzen, oder diese an dedizierte Anbieter verkaufen. Dieses Thema wurde jüngst gesetzlich neu geregelt. Energiemanagementsysteme können durch Zugriff auf Haushaltsgeräte, Warmwassererzeugung, Wärmepumpen und Batteriespeicher für Elektromobilität den Energieverbrauch steuern und optimieren. Die fortschreitende Ausrollung von Smart Metern (vgl. Abbildung 63) bildet eine Grundlage hierfür, es sind jedoch noch weitere Standardisierungen in den entsprechenden Schnittstellen und Systemen notwendig (Abschnitt 5.2.3).
- Es bestehen verschiedene Hemmnisse, welche Innovationen im Strommarkt im Allgemeinen und bei der Nutzung von Flexibilitäten im Speziellen verzögern (Abschnitt 5.3).

## Résumé

### Contexte

- Conformément à l'art. 27 al. 3 de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité, l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) est tenu de rapporter régulièrement au Conseil fédéral sur l'opportunité, l'efficacité et le caractère économique des mesures prévues dans la législation sur l'électricité.
- La présente étude de marché élabore des bases à ce sujet et complète des études antérieures datant de 2013 et 2018. Elle tient compte de l'état actuel des données disponibles. Le rapport s'articule en grande partie autour de la chaîne de valeur et est complété par les thèmes principaux que sont les flexibilités et les innovations.

### Structure de l'industrie électrique suisse (chapitre 2)

- Le nombre de gestionnaires de réseau est en légère baisse (de 630 en 2018 à 600 en 2024). Leur taille varie considérablement. Les gestionnaires qui fournissent le plus grand nombre de commune ont également vu leur zone de desserte communale s'agrandir (section 2.1).
- Le capital social des entreprises d'approvisionnement en énergie est majoritairement organisé sous des formes juridiques de droit privé. Dans l'ensemble, les collectivités publiques devraient continuer à détenir plus de 90 pour cent des fournisseurs d'énergie suisses. Swissgrid reste détenue aux deux tiers par BKW Netzbeteiligung AG et Axpo Volt Beteiligung AG, qui sont chacune détenues à hauteur de 49.9 pour cent par des caisses de pension (section 2.2).
- En matière d'approvisionnement en énergie, les contrats d'approvisionnement complet sont en recul, tandis que les approvisionnements structurés augmentent (section 2.3).
- La structure et les profils des groupes-bilan (notamment le nombre de groupes-bilan, ainsi que leurs sommes d'injection et de courbe de charge) sont restés pratiquement constants depuis la dernière étude (section 2.4).
- Les coopérations sont répandues dans le secteur énergétique suisse. Tout au long de la chaîne de valeur, il existe un large éventail de modèles commerciaux et de fournisseurs spécialisés, auxquels les petits fournisseurs font notamment appel. La numérisation et la régulation renforcent la tendance ou le besoin d'acheter des services spécialisés, tels que la gestion des compteurs intelligents, la commercialisation de services-système (SS), la modélisation du réseau, les prévisions météorologiques, la gestion des données, la cybersécurité ou les rapports standardisés destinés aux autorités (section 2.5).

### Évolution sur les marchés de gros suisses (chapitre 3)

- Les marchés de gros (à terme et spot) ont connu de fortes hausses de prix dans le sillage de la crise énergétique, qui se sont entre-temps résorbées. Néanmoins, les prix sont encore nettement supérieurs à leur niveau de 2019 (section 3.1).

- Les prix sur le marché de gré à gré (OTC) sont perçus par les acteurs du marché comme légèrement plus élevés que ceux de la bourse EEX, tandis que les coûts de transaction sont jugés avantageux. La plateforme de trading OTC enmacc, lancée en 2019, est particulièrement appréciée (section 3.1.1).
- Sur le marché intrajournalier, la liquidité a fortement diminué en 2018 après l'introduction de XBID. Cela a eu peu d'impact sur le niveau des prix (section 3.1.2).
- Le négoce des garanties d'origine s'est déplacé vers des plateformes OTC standardisées, ce qui a accru la transparence pour les acteurs qui y participent. Toutefois, pour ceux qui n'y ont pas accès, tels que les observateurs du marché ou les petits fournisseurs, la transparence n'est pas assurée (section 3.2).
- Il existe en Suisse un marché des PPA qui est encore en phase de développement, notamment en comparaison avec l'étranger. L'offre de PPA est inférieure à la demande, mais cela pourrait changer avec le développement des centrales solaires et éoliennes alpines. Il convient de noter que, du côté de l'offre, les PPA peuvent entrer en concurrence avec les aides étatiques, dans la mesure où celles-ci réduisent les risques d'investissement dans les énergies renouvelables. Du côté de la demande, les instruments se complètent lorsque les possibilités de commercialisation ne sont pas restreintes par les aides, comme c'est le cas par exemple pour la prime de marché flottante (section 3.3).
- Le recours à l'énergie de réglage tertiaire par Swissgrid a récemment augmenté de manière significative en raison des écarts de prévision toujours plus importants des groupes-bilan. Les coûts nets de Swissgrid pour l'approvisionnement d'énergie de réglage ont fortement augmenté depuis 2021. En 2023, ils ont légèrement diminué en raison de la baisse des prix de l'énergie, mais sont restés à un niveau élevé. Cela s'explique en grande partie par la hausse des prix de l'énergie de réglage secondaire, dont le volume appelé n'a pas augmenté. On ne sait pas dans quelle mesure cela est dû à la nouvelle conception des enchères introduite en 2022, qui s'inspire du système européen PICASSO (section 3.4).
- Avec la réserve hydroélectrique, les centrales de réserve et les groupes électrogènes de secours, trois nouveaux mécanismes de capacité ont été introduits à partir de 2022, qui ont coûté jusqu'ici environ CHF 850 millions. Les coûts sont répercutés sur les gestionnaires de réseau assujettis via Swissgrid et facturés aux clients finaux via les tarifs d'utilisation du réseau. En 2024, la charge dans le tarif d'utilisation du réseau était de 1.2 ct./kWh (section 3.5).

#### **Développements sur le marché de détail (chapitre 4)**

- Suite à la crise énergétique, les dépenses moyennes d'électricité par kWh ont fortement augmenté en Suisse à partir de 2021. La consommation d'électricité est restée largement constante, avec des baisses en 2020, année Corona, et en 2022, année de la crise énergétique (section 4.1).

- Sur le marché partiel ouvert, la part des clients éligibles qui exercent leur droit d'accès au réseau n'a pas augmenté depuis 2018 et est restée à environ deux tiers. Elle a légèrement diminué suite à la crise énergétique (section 4.2.1).
- Les clients du marché choisissent en général des contrats à terme avec des prix fixes, qu'ils achètent souvent de manière échelonnée. Ces contrats à terme ont dans un premier temps protégé avec succès les clients du marché lors de la crise énergétique. Les contrats conclus pour l'année 2024 au cours des années précédentes aboutissent toutefois en 2024 à des prix moyens nettement plus élevés que les prix actuels sur le marché spot (section 4.2.2).
- La comparaison des prix des clients du marché et des clients dans l'approvisionnement de base montre qu'avant la crise énergétique, les clients du marché avaient tendance à payer des prix plus bas. Suite à la crise énergétique, les clients de l'approvisionnement de base peuvent profiter de la réglementation des prix de revient auprès des gestionnaires de réseau de distribution avec production propre (section 4.3.1).
- Les prix des garanties d'origine, pris en compte pour les clients de l'approvisionnement de base, sont nettement plus élevés. Une raison possible est que les clients sur le marché libre ont une préférence pour des produits moins chers que les clients de l'approvisionnement de base. Une autre explication possible est que les produits standard pour les clients de l'approvisionnement de base sont souvent composés principalement ou entièrement d'énergies renouvelables, ce qui entraîne des coûts plus élevés pour les garanties d'origine (section 4.3.2).
- L'élasticité-prix entre les clients du marché et les clients dans l'approvisionnement de base est en moyenne similaire et dépend fortement du modèle commercial pour les clients commerciaux. Il convient de noter qu'une grande partie des clients du marché conviennent de prix fixes et ne sont donc pas incités à réagir aux fluctuations de prix au cours de la journée sur le marché de gros, comme les clients de l'approvisionnement de base (section 4.3.3).
- Après être resté constant pendant plusieurs années, le prix de l'électricité en Suisse a récemment connu une forte augmentation de 11.4 cts/kWh au total. Cette augmentation est surtout due à la composante énergétique, mais la composante réseau a également augmenté dans une large mesure (section 4.4) :
  - Entre 2018 et 2024, le prix moyen de l'énergie a augmenté de 8.0 cts/kWh, ce qui correspond à une hausse de 105 pour cent.
  - Les rétributions du réseau ont augmenté de 3.3 cts/kWh (soit une hausse de 33 pour cent par rapport à 2018). Cette hausse est principalement due à l'augmentation des coûts répercutés par Swissgrid (coûts des mécanismes de capacité, cf. section 3.5, et coûts plus élevés des services-système, cf. section 3.4).
- En comparaison internationale, les prix de l'électricité en Suisse se situent, compte tenu du taux de change, dans la moyenne, que ce soit pour les clients industriels, les clients commerciaux ou les clients résidentiels. La composante réseau est relativement élevée,

tandis que les redevances sont relativement faibles. Ceci est très important, car il est prévu que les coûts de réseau augmentent fortement d'ici 2050. Dans ce contexte, une incitation effective (éventuellement financière) à l'efficacité des gestionnaires de réseau jouera un rôle décisif à l'avenir (section 4.4).

- En Suisse, les tarifs de l'énergie et du réseau varient fortement d'une région à l'autre. Du côté de l'énergie, un facteur essentiel est de savoir si le fournisseur dispose de sa propre production à un prix de revient suffisamment avantageux. La stratégie d'approvisionnement de l'entreprise joue également un rôle important. Du côté du réseau, différents facteurs peuvent expliquer les différences régionales, par exemple les différentes conditions topographiques de la zone d'approvisionnement, les différents comportements de consommation des consommateurs finaux, les différences d'efficacité ou les effets de calcul (section 4.5).
- Le nombre d'installations photovoltaïques avec consommation propre ainsi que la part de consommation propre ont fortement augmenté ces dernières années. Les installations en consommation propre ont doublé entre 2019 et 2022 pour atteindre environ 160'000. Le nombre d'installations photovoltaïques en regroupement pour consommation propre (RCP) a quadruplé durant la même période. La part des installations photovoltaïques en RCP a doublé (section 4.6).

### **Innovations et marchés de la flexibilité (chapitre 5)**

- La production accrue d'électricité d'origine photovoltaïque et éolienne a entraîné une augmentation des variations de puissance en l'espace d'une heure ainsi que des incertitudes en matière de prévisions. Conjointement avec les évolutions de la demande telles que la mobilité électrique et les pompes à chaleur, cela augmente les exigences en matière de flexibilité du marché suisse de l'électricité (section 5.1).
- Afin de mettre à disposition les flexibilités correspondantes au service du système, il est important que les potentiels de flexibilités des clients finaux puissent être activés de manière appropriée. Pour cela, il faut des signaux de prix qui indiquent la pénurie et incitent à une consommation adaptée au marché et au réseau. Il convient de noter qu'un comportement de charge basé sur le marché peut également augmenter le besoin d'extension du réseau (section 5.2.1).
- En Suisse, les premières applications de nouveaux modèles de prix reflétant la pénurie (du réseau) sont proposées. Ainsi, Groupe E a introduit des tarifs de réseau dynamiques en tant qu'option pour les clients intéressés, Azienda Multiservizi Bellinzona un tarif dynamique (réseau et énergie combinés), Primeo des tarifs d'injection flexibles ainsi qu'un tarif d'e-mobilité, Helion un tarif d'injection lié au prix du marché spot et Elektra Jegenstorf un tarif d'injection plus élevé qui permet un réglage à 60 pour cent de la puissance. Les modèles de prix indexés sur le marché spot sont disponibles sur le marché partiel ouvert, mais ne suscitent que peu d'intérêt de la part des clients commerciaux (section 5.2.1).

- Les nouvelles possibilités de stockage augmentent encore la flexibilité disponible. Alors que les installations de stockage stationnaires sont de plus en plus utilisés par les clients finaux pour optimiser la consommation propre d'énergie solaire, les installations de stockage mobiles offrent des possibilités supplémentaires grâce à la charge bidirectionnelle (par exemple Vehicle-to-Grid, V2G) et peuvent contribuer à la stabilité du réseau si les incitations sont adaptées au réseau. Du côté des producteurs, les systèmes hybrides et les installations de stockage à grande échelle offrent de nouvelles possibilités d'accroître la flexibilité (section 5.2.2).
- En se basant sur les signaux de prix, les ménages peuvent optimiser leur consommation et utiliser leur flexibilité, ou la vendre à des fournisseurs dédiés. Cette question a récemment fait l'objet d'une nouvelle législation. Les systèmes de gestion de l'énergie peuvent contrôler et optimiser la consommation d'énergie en accédant aux appareils ménagers, à la production d'eau chaude, aux pompes à chaleur et aux infrastructures pour l'électromobilité. Le déploiement progressif des compteurs intelligents (voir Figure 63) constitue une base pour se faire, mais d'autres standardisations sont nécessaires dans les interfaces et les systèmes correspondants (section 5.2.3).
- Il demeure différents obstacles qui retardent les innovations sur le marché de l'électricité en général et dans l'utilisation des flexibilités en particulier (section 5.3).

## Inhaltsverzeichnis

<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>5</b>
<b>Résumé</b> .....	<b>10</b>
<b>Inhaltsverzeichnis</b> .....	<b>15</b>
<b>1 Einleitung</b> .....	<b>21</b>
1.1 Hintergrund.....	21
1.2 Auftrag.....	21
1.3 Vorgehen und Struktur des Berichtes.....	21
<b>2 Struktur der Schweizer Elektrizitätswirtschaft</b> .....	<b>24</b>
2.1 Netzbetreiber.....	24
2.2 Rechtsformen und Besitzverhältnisse.....	26
2.2.1 Besitzverhältnisse.....	27
2.2.2 Eigentümerstruktur der Swissgrid.....	30
2.3 Hauptvariante der Energiebeschaffung.....	31
2.4 Bilanzgruppen.....	35
2.5 Kooperation, Auslagerung und Synergien.....	39
<b>3 Entwicklungen an den Schweizer Grosshandelsmärkten</b> .....	<b>41</b>
3.1 Energy-only Märkte.....	41
3.1.1 Entwicklungen am Schweizer Terminmarkt.....	41
3.1.2 Entwicklungen am Schweizer Spotmarkt.....	47
3.2 Markt für Herkunftsnachweise (HKN).....	51
3.3 Markt für Bezugsverträge (PPAs).....	54
3.3.1 PPA-Markt in der Schweiz.....	55
3.3.2 Schweizer PPA-Markt im europäischen Vergleich.....	57
3.4 Markt für Regelenergie.....	58
3.4.1 Primärregelung.....	59
3.4.2 Sekundärregelung.....	60
3.4.3 Tertiärregelung.....	61
3.4.4 Entwicklung Abrufmengen und Kosten.....	63
3.5 Markt für Reserveenergie: Wasserkraftreserve und Reservekraftwerk.....	68
<b>4 Entwicklungen am Endkundenmarkt</b> .....	<b>71</b>
4.1 Entwicklung Elektrizitätsausgaben Endverbraucher.....	72
4.2 Kurzer Überblick geöffneter Teilmarkt.....	73
4.2.1 Anteil berechtigter Endverbraucher im geöffneten Teilmarkt.....	73
4.2.2 Marktangebote.....	74

4.3	Vergleich des geöffneten Marktes mit der Grundversorgung.....	77
4.3.1	Energiepreise .....	77
4.3.2	Qualität und Herkunft .....	78
4.3.3	Preiselastizität.....	80
4.4	Internationaler Preisvergleich .....	80
4.4.1	Preisentwicklung bei Haushaltskunden.....	81
4.4.2	Preisentwicklung bei Industrie- und Gewerbekunden .....	85
4.5	Regionale Preisunterschiede .....	87
4.6	Eigenverbrauch (EV) und Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch (ZEV) .....	93
4.6.1	Einführung.....	93
4.6.2	Entwicklung.....	93
4.6.3	Eigenschaften von ZEV in der Schweiz .....	95
4.6.4	Zukünftige Entwicklungen und Herausforderungen: vZEV und LEG .....	96
<b>5</b>	<b>Flexibilitätsmarkt und Innovationen .....</b>	<b>97</b>
5.1	Erhöhte Flexibilitätsanforderungen an den Strommarkt.....	97
5.2	Stand und Entwicklungen.....	99
5.2.1	Preissignale .....	99
5.2.2	Speichermöglichkeiten .....	105
5.2.3	Smart Energy .....	107
5.2.4	Abregelung von PV-Anlagen .....	111
5.2.5	Schweizer Flexibilität im internationalen Vergleich .....	112
5.3	Mögliche Hemmnisse von Innovationen.....	113
<b>A</b>	<b>Anhang Marktumfrage .....</b>	<b>115</b>
<b>B</b>	<b>Anhang Besitzverhältnisse.....</b>	<b>119</b>

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Aktive Bilanzgruppen mit Messpunkten im Jahr 2024 .....	35
Tabelle 2:	Verwendete Profile für Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden .....	81

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Grundlegende Schweizer Marktstruktur .....	21
Abbildung 2:	Anzahl Verteilnetzbetreiber 2018 bis 2024.....	24
Abbildung 3:	Veränderung der belieferten Gemeinden bei grossen Netzbetreibern.....	25
Abbildung 4:	Anzahl Netzbetreiber pro Kanton .....	26
Abbildung 5:	Besitzverhältnisse in der Schweizer Strombranche 2021 .....	28
Abbildung 6:	Besitzverhältnisse EVU nach Grösse 2021 .....	29
Abbildung 7:	Verflechtungen der Energieversorger .....	30
Abbildung 8:	Aktionariat der Swissgrid.....	31
Abbildung 9:	Hauptvariante der Beschaffung in den Jahren 2018 und 2022 .....	32
Abbildung 10:	Hauptvariante der Beschaffung nach Rechtsform .....	33
Abbildung 11:	Hauptvariante der Beschaffung nach Anzahl Messstellen im Jahr 2018 ...	34
Abbildung 12:	Hauptvariante der Beschaffung nach Anzahl Messstellen im Jahr 2022 ...	34
Abbildung 13:	Anzahl aktiver Bilanzgruppen mit Messpunkten von 2018 bis 2023 .....	36
Abbildung 14:	Totale EGS und LGS von 2018 bis 2023 .....	37
Abbildung 15:	Relative EGS pro Bilanzgruppe mit Messpunkten von 2018 bis 2023.....	38
Abbildung 16:	Relative LGS pro Bilanzgruppe mit Messpunkten von 2018 bis 2023.....	38
Abbildung 17:	Themen des Kapitels .....	41
Abbildung 18:	Preise von Base Power Futures für das folgende Lieferjahr .....	42
Abbildung 19:	Volumen der Schweizer Futures und Anteil am Terminmarkt Europa.....	44
Abbildung 20:	Umfrageresultate EEX (und EPEX) .....	45
Abbildung 21:	Preisunterschiede zwischen Börse und OTC-Markt.....	46
Abbildung 22:	Umfrageresultate OTC-Markt.....	46
Abbildung 23:	Monatliche Day-Ahead Durchschnittspreise der Schweiz, Norditalien, Frankreich und Deutschland-Luxemburg (2018 – 2020) .....	48
Abbildung 24:	Monatliche Day-Ahead Durchschnittspreise der Schweiz, Norditalien, Frankreich und Deutschland-Luxemburg (2021 – 2023) .....	48
Abbildung 25:	Monatliches Day-Ahead Volumen der Schweiz.....	49

Abbildung 26: Monatliche Intraday Durchschnittspreise in der Schweiz .....	50
Abbildung 27: Monatliches Intraday Volumen der Schweiz.....	51
Abbildung 28: Abgänge Herkunftsnachweise .....	53
Abbildung 29: Resultate der Marktumfrage bzgl. HKN .....	54
Abbildung 30: Entwicklung des europäischen PPA-Marktes.....	58
Abbildung 31: Merit Order am integrierten Markt.....	62
Abbildung 32: Entwicklung der Sekundär- und Tertiärregelenergiemenge .....	63
Abbildung 33: Kumulative Verteilungsfunktion der abgerufenen Regelenergiemengen 2018 und 2023 .....	64
Abbildung 34: Entwicklung der monatlichen Durchschnittskosten pro MWh der Sekundär- und Tertiärregelenergie .....	65
Abbildung 35: Entwicklung der Nettokosten .....	66
Abbildung 36: Entwicklung der Nettokosten pro MWh .....	67
Abbildung 37: Preisdifferenz von SRE+ zu TRE+ auf Monatsbasis .....	68
Abbildung 38: Themen des Kapitels .....	71
Abbildung 39: Entwicklung Elektrizitätsausgaben seit 1990, indexiert auf 2008 .....	72
Abbildung 40: Prozentualer Anteil berechtigter Endverbraucher im geöffneten Teilmarkt nach Anzahl und Energiemenge.....	73
Abbildung 41: Entwicklung der Vertragspreise von Geschäftskunden eines EVU .....	76
Abbildung 42: Vergleich der Vertragspreise mit Spotmarktpreisen.....	76
Abbildung 43: Vergleich der Energiepreise in der Grundversorgung mit Verträgen von Geschäftskunden eines EVU .....	77
Abbildung 44: Vergleich HKN-Preise in der Grundversorgung und dem freien Markt...	79
Abbildung 45: Strompreisentwicklung in der Schweiz nach Komponente.....	82
Abbildung 46: Strompreis Haushalte im europäischen Vergleich 2023 .....	83
Abbildung 47: Entwicklung Energiekosten im europäischen Vergleich.....	84
Abbildung 48: Entwicklung Netzkosten im europäischen Vergleich.....	84
Abbildung 49: Entwicklung Abgaben im europäischen Vergleich .....	85
Abbildung 50: Internationaler Preisvergleich bei Gewerbekunden 2023 .....	86
Abbildung 51: Internationaler Preisvergleich bei Industriekunden 2023 (1.5 GWh) .....	86
Abbildung 52: Regionale Unterschiede der Energiekomponente 2024.....	88
Abbildung 53: Regionale Unterschiede der Energiekomponente 2018.....	88
Abbildung 54: Regionale Unterschiede der Netzkomponente 2024 .....	89
Abbildung 55: Regionale Unterschiede der Netzkomponente 2018 .....	90

Abbildung 56: Entwicklung Energietarif Haushaltskunden .....	91
Abbildung 57: Entwicklung Netztarif Haushaltskunden.....	91
Abbildung 58: Energietarifentwicklung ausgewählter Grundversorger .....	92
Abbildung 59: PV-Anlagen mit Eigenverbrauch.....	94
Abbildung 60: PV-Anlagen in ZEV .....	95
Abbildung 61: Jahresdauerlinie der Leistungsänderung zur Vorstunde in der Schweiz..	98
Abbildung 62: Vergleich der Prognoseabweichung von 2015 bis 2023 .....	98
Abbildung 63: Entwicklung Smart Meter Rollout.....	109
Abbildung 64: Veränderung Kapitalverhältnisse 2016 bis 2021 (Grundkapital) .....	119

## Boxenverzeichnis

Box 1:	Entwicklungen am integrierten Markt .....	62
--------	---	----

## Abkürzungen

AG	Aktiengesellschaft
BFE	Bundesamt für Energie
BfS	Bundesamt für Statistik
BG	Bilanzgruppen
CfDs	Contracts for Differences
CHF	Schweizer Franken
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
EEX	European Energy Exchange
EGS	Einspeisegangsumme
ElCom	Elektrizitätskommission
EnG	Energiegesetz
EnV	Energieverordnung
EPEX	European Power Exchange (EPEX)
EU	Europäische Union
EUR	Euro
EV	Eigenverbrauch
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GW	Gigawatt

GWh	Gigawattstunde
HKN	Herkunftsnachweis
Hz	Hertz
IM	Integrierter Markt
IQA	Interquartilsabstand
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
LEG	lokale Elektrizitätsgemeinschaften
LGS	Lastgangsumme
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
OTC	Over-the-counter
PPA	Power Purchase Agreement
PV	Photovoltaik
Rp.	Rappen
SBB	Schweizerische Bundesbahnen
SDL	Systemdienstleistung
SECO	Staatssekretariat für Wirtschaft
SRE	Sekundärregelenergie
StromVG	Stromversorgungsgesetz
StromVV	Stromversorgungsverordnung
TRE	Tertiärregelenergie
TW	Terawatt
TWh	Terawattstunde
UVEK	Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
VfA	Verein für Abfallentsorgung
ZEV	Zusammenschluss zum Eigenverbrauch

# 1 Einleitung

## 1.1 Hintergrund

Das Bundesamt für Energie (BFE) ist nach Artikel 27 Abs. 3 Stromversorgungsverordnung (StomVV) angehalten, dem Bundesrat regelmässig über die Zweckmässigkeit, Wirksamkeit und Wirtschaftlichkeit der Massnahmen des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) und der StromVV zu berichten.

Zur Erstellung des Berichts ist das BFE auf Daten und wirtschaftliche Bewertungen zur Entwicklung der Marktsituation angewiesen. Letztmals wurden entsprechende Marktuntersuchungen im Jahr 2013 und 2018 publiziert (BET 2013, BET 2018).

## 1.2 Auftrag

Zur Unterstützung des BFE sollen die relevanten Entwicklungen insbesondere seit der Untersuchung im Jahr 2018 anhand hinreichend belastbarer Daten aufbereitet werden.

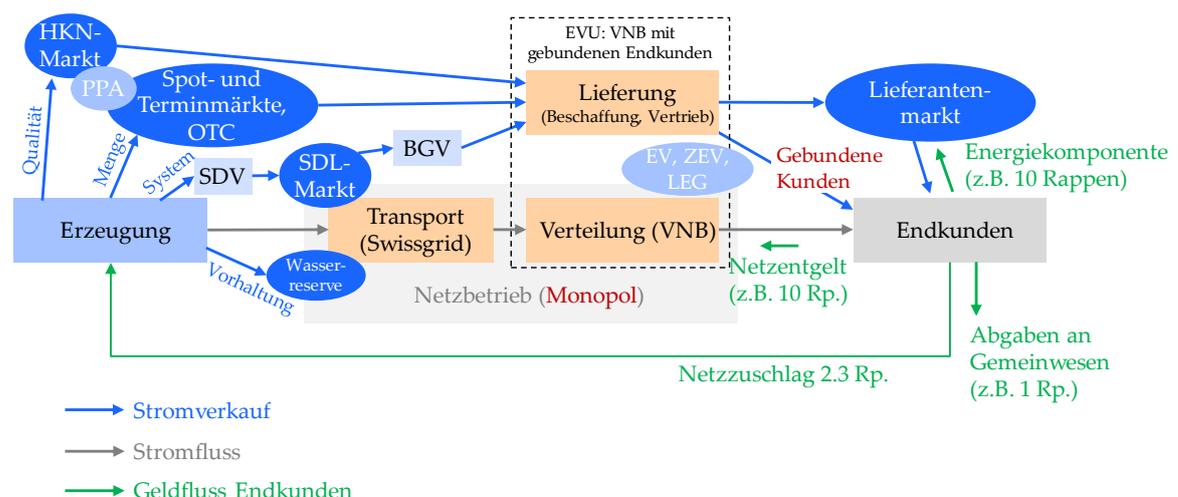
Es soll jeweils der aktuelle Stand der verfügbaren Daten berücksichtigt werden.

## 1.3 Vorgehen und Struktur des Berichtes

### Übersicht Märkte

Bei der Regulierung ihres Strommarktes verfolgt die Schweiz seit 2009 einen disaggregierten Ansatz nach dem Vorbild der EU. Dabei werden wettbewerbliche Wertschöpfungsstufen und Marktebenen, wie Erzeugung und Lieferung, wettbewerblich organisiert, während Transport und Verteilung als natürliche Monopole davon ausgenommen sind. Das Modell ist in **Abbildung 1** dargestellt und dient in dieser Studie als Orientierungsrahmen.

**Abbildung 1: Grundlegende Schweizer Marktstruktur**



Quelle: Swiss Economics

Die **wesentlichen Märkte** sind somit:

- **Für Erzeuger** der Grosshandel mit Spot-, Termin- und OTC-Märkten für Energiemengen («Energy only», «Graustrom»), der Markt für Herkunftsnachweise (HKN) sowie der Markt für Systemdienstleistungen (SDL), bei dem Swissgrid per Auktionen Regelenergie von Systemdienstleistungsverantwortlichen (SDV) beschafft und an Bilanzgruppenverantwortliche (BGV) als Ausgleichsenergie verrechnet.
- **Für Endkunden** der Lieferantenmarkt, an dem die Endkunden, falls nicht an ihren Verteilnetzbetreiber (VNB) gebunden, zwischen verschiedenen Lieferanten wählen können. Lieferanten mit eigenem Verteilnetz werden als Energieversorgungsunternehmen (EVU) bezeichnet.
- Dazu besteht für Erzeuger, Lieferanten und freie Endkunden die Möglichkeit, Strom über Liefer- bzw. Bezugsverträge (PPAs, Power Purchase Agreements) direkt abzusetzen bzw. zu beschaffen.

Beim physischen Transport durch Swissgrid und der Verteilung durch VNB handelt es sich um natürliche Monopole<sup>1</sup>, entsprechend ist hier kein Markt möglich. Zur Förderung Erneuerbarer bestehen netzseitig spezifische Abschläge auf das Netzentgelt für Eigenverbrauch (EV), für Rückspeisung, für Zusammenschlüsse zum Energieverbrauch (ZEV) und künftig lokale Elektrizitätsgemeinschaften (LEG).

### Struktur Bericht

Die Themen, die bereits im Bericht 2018 analysiert wurden, werden in diesem Bericht erneut analysiert, und wenn die Informationen oder Daten verfügbar sind, wird die Entwicklung beschrieben. Die Themen werden in der folgenden Struktur dokumentiert:

- **Struktur der Schweizer Elektrizitätswirtschaft (Kapitel 2):** Die folgenden Themen sind in diesem Kapitel analysiert: Die Entwicklung der Anzahl und Struktur der Netzbetreiber in der Schweiz (Abschnitt 2.1), die Rechtsform verschiedener Akteure im Schweizer Strommarkt (Abschnitt 2.2), die Veränderung der Hauptvariante der Energiebeschaffung der EVU (Abschnitt 2.3), die Entwicklung der Struktur und des Volumens von Bilanzgruppen (Abschnitt 2.4) sowie die Formen der Zusammenarbeit in der Branche (Abschnitt 2.5).
- **Entwicklungen an den Grosshandelsmärkten (Kapitel 3):** In diesem Kapitel wird die Entwicklung verschiedener Märkte in den letzten Jahren analysiert: Energy-only Märkte (Abschnitt 3.1), Markt für Herkunftsnachweise (Abschnitt 3.2), Markt für Power Purchase Agreements (Abschnitt 3.3), sowie Markt für Regelenergie (Abschnitt 3.4).
- **Entwicklungen am Endkundenmarkt (Kapitel 4):** Dieses Kapitel gibt zunächst einen kurzen Überblick über die Situation des geöffneten Teilmarkt und einige seiner Entwicklungen (Abschnitt 4.1). In einem zweiten Schritt werden die Preise auf dem geöffneten

---

<sup>1</sup> Aus regulierungsökonomischer Sicht handelt es sich präziser um natürliche Monopole mit irreversibler Kostenstruktur, weshalb ein transparenter und diskriminierungsfreier Zugang notwendig ist.

Teilmarkt mit den Preisen in der Grundversorgung verglichen (Abschnitt 4.3). Die Entwicklung der Preisunterschiede zwischen einigen Ländern in der EU und der Schweiz ist ebenso dargestellt (Abschnitt 4.4), wie eine Analyse der Entwicklung der regionalen Preisunterschiede in der Schweiz (Abschnitt 4.5). Schliesslich wird eine Analyse der Entwicklung von Eigenerzeugung und Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch (ZEV) in der Schweiz vorgenommen (Abschnitt 4.6).

Die Themenbereiche **Flexibilitäten und Innovationen** wurden im Bericht 2018 nicht ausführlich behandelt. Sie werden in diesem Bericht gesondert in **Kapitel 5** analysiert. Der Schwerpunkt liegt bei diesen Themen weniger auf der Entwicklung seit 2018, sondern vielmehr auf der aktuellen Situation.

### Untersuchungsmethoden

Die verschiedenen Themen werden mit den folgenden Methoden analysiert:

- **Desk Research:** Wenn möglich sind die Informationen über die Entwicklung des Strommarktes in der Schweiz öffentlich zugänglichen Quellen entnommen.
- **Datenerhebung und -analyse:** Ein wesentlicher Teil der Arbeit besteht darin, (öffentliche oder nicht öffentliche) Daten zu sammeln und zu analysieren.
- **Expertengespräche:** Wenn keine Daten oder Informationen verfügbar sind, werden anonymisierte Experteninterviews durchgeführt. Es wird ein breites Spektrum von Experten befragt. Dazu gehören Marktexperten, grosse und kleinere Akteure des Strommarktes in der Schweiz, Akteure, die Innovationen in den Markt bringen, sowie verschiedene Verbände. Insgesamt wurden 15 Expertengespräche geführt. Die Interviews wurden unabhängig von Swiss Economics durchgeführt. Die detaillierten Ergebnisse sind in diesem Bericht nicht dargestellt und die befragten Experten sind im Bericht nicht erwähnt.
- **Marktumfrage:** Entweder um Informationen zu sammeln, die auf anderem Wege nicht in der gewünschten Qualität zu erhalten sind, oder um andere Quellen zu ergänzen, wird eine anonyme Umfrage durchgeführt. Die Umfrage fokussiert auf die Entwicklung der Handelsplätze (Börsen, OTC und HKN). Verteilnetzbetreiber, Händler, Lieferanten, die nicht VNB sind, sowie Grossmarktkunden, die selbst Strom am Markt beschaffen, wurden schweizweit gebeten, die Umfrage zu beantworten. Insgesamt haben 61 Akteure auf die anonyme Umfrage geantwortet. Diese haben unterschiedliche Profile und decken die Heterogenität der Akteure gut ab. In diesem Bericht wird der Begriff «Marktumfrage» verwendet, wenn ein Verweis auf diese Umfrage gemacht wird.

## 2 Struktur der Schweizer Elektrizitätswirtschaft

In diesem Kapitel wird die Entwicklung verschiedener Aspekte der Struktur der Schweizer Elektrizitätswirtschaft seit 2018 dargestellt. Das Kapitel gliedert sich wie folgt:

- Abschnitt 2.1: Entwicklung der Anzahl der Netzbetreiber und deren Struktur;
- Abschnitt 2.2: Entwicklung der Rechtsformen und Besitzverhältnisse;
- Abschnitt 2.3: Hauptvariante Energiebeschaffung;
- Abschnitt 2.4: Überblick über die Entwicklung der Struktur der Bilanzgruppen in der Schweiz, sowie der produzierten und verbrauchten Energiemengen;
- Abschnitt 2.5: Entwicklung der Kooperationen, Auslagerungen und Synergien.

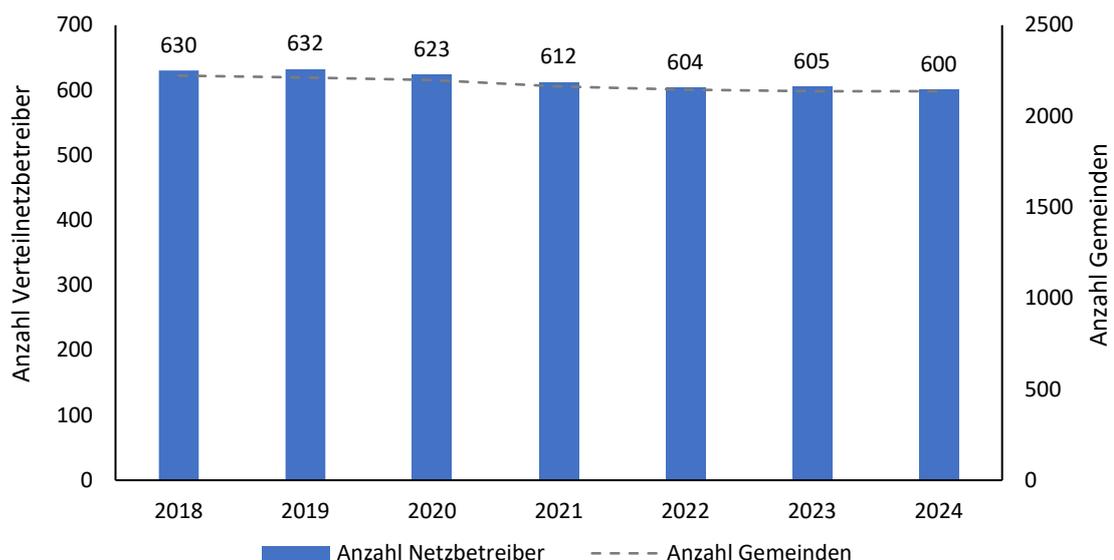
### 2.1 Netzbetreiber

#### Anzahl Verteilnetzbetreiber

Die **Abbildung 2** zeigt die Entwicklung der Anzahl Verteilnetzbetreiber von 2018 bis 2024 in der Schweiz. Die Anzahl ist in diesem Zeitraum von 630 auf 600 gesunken. Damit bleibt die leicht rückläufige Tendenz seit 2010, als noch 700 Verteilnetzbetreiber aktiv waren, bestehen.

Die Gründe für diese Entwicklung liegen in Zusammenschlüssen von Netzbetreibern, Aufkäufen grösserer Netzbetreiber und in Gemeindefusionen. Wie in **Abbildung 2** ersichtlich, war die Abnahme der Anzahl Netzbetreiber prozentual zur Abnahme der Anzahl Gemeinden.

**Abbildung 2: Anzahl Verteilnetzbetreiber 2018 bis 2024**



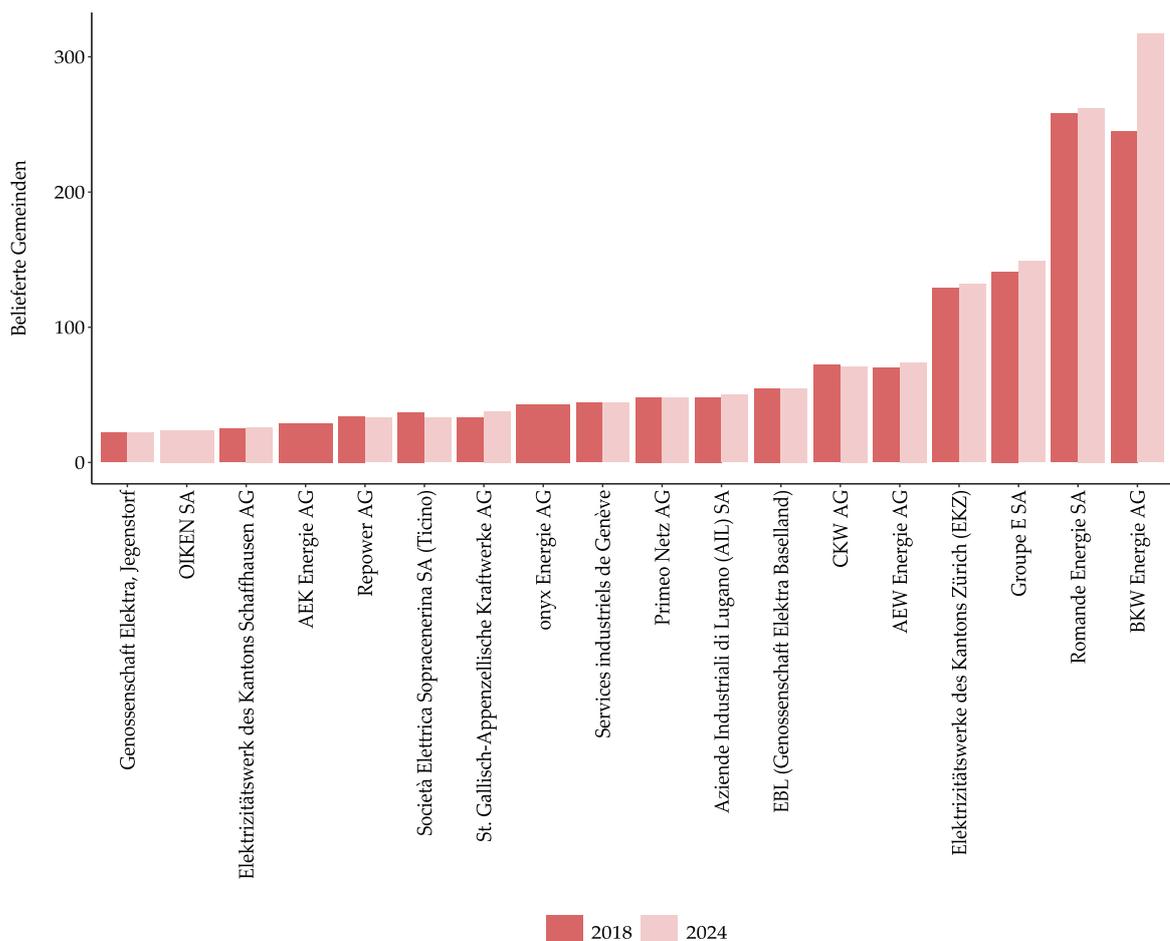
Quelle: Swiss Economics, Daten aus ElCom Netzbetreiberdaten

## Struktur der Netzbetreiber

Die Grösse und die geografische Verteilung der Netzbetreiber variiert stark. So gibt es mit der BKW Energie AG und der Romande Energie SA zwei Verteilnetzbetreiber, welche über 250 Gemeinden beliefern. Auch die Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (EKZ) und die Groupe E SA verfügen über ein grosses Versorgungsgebiet mit mehr als 100 belieferten Gemeinden. Auf der anderen Seite gibt es 453 Verteilnetzbetreiber, welche ausschliesslich eine Gemeinde beliefern.

**Abbildung 3** zeigt die grössten Netzbetreiber gemessen an der Anzahl der von ihnen belieferten Gemeinden. Es wird ersichtlich, dass die fünf grössten Netzbetreiber die Zahl der belieferten Gemeinden von 2018 bis 2024 erhöht haben. Die stärkste Zunahme zeigt sich bei der BKW, welche zusätzlich 72 Gemeinden versorgt. Dies ist insbesondere durch die Übernahme von 24 Gemeinden, welche von der AEK Energie AG und 37 Gemeinden, welche von der onyx Energie AG beliefert wurden, getrieben. Ein neuer, grösserer Netzbetreiber im Zentralwallis ist die OIKEN SA, wohingegen die AEK Energie AG und die onyx Energie AG nicht mehr tätig sind bzw. übernommen wurden.

**Abbildung 3: Veränderung der belieferten Gemeinden bei grossen Netzbetreibern**



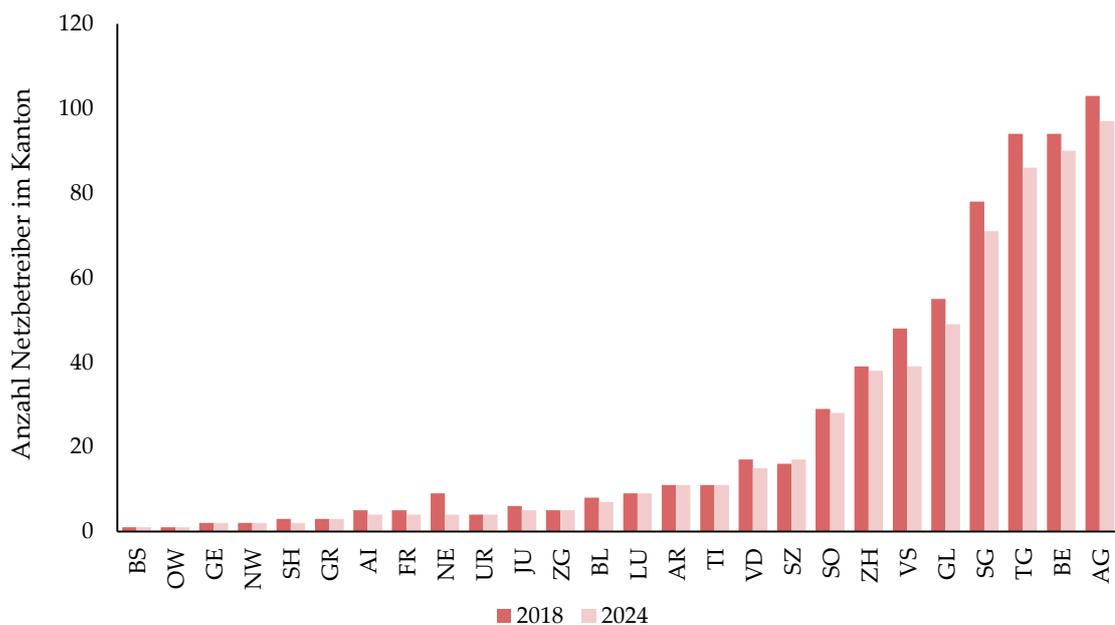
Quelle: Swiss Economics, Daten aus ECom Netzbetreiberdatenbank

## Regionale Unterschiede

Bezüglich der Netzbetreibergrösse und der Netzbetreiberdichte gibt es grosse Unterschiede. In **Abbildung 4** ist die Anzahl Netzbetreiber pro Kanton für die Jahre 2018 und 2024 dargestellt. Diese variiert stark und reicht von einem Netzbetreiber im Kanton Basel-Stadt bis zu 97 im Kanton Aargau. Im Vergleich zu 2018 haben diese Unterschiede jedoch abgenommen. Im Kanton Aargau blieb die Zahl der Netzbetreiber nahezu konstant, während in anderen Kantonen mit einer hohen Anzahl von Netzbetreibern, wie Thurgau, St. Gallen oder Wallis, die Anzahl der Netzbetreiber am stärksten zurückgegangen ist.

Auch bei Berücksichtigung der Bevölkerung zeigen sich starke Unterschiede. Die Stadtkantone Genf und Basel-Stadt haben mit 242'722 bzw. 192'112 die höchste Anzahl Einwohner pro Netzbetreiber, während die Ostschweizer Kantone St. Gallen, Appenzell Innerrhoden, Appenzell Auser rhoden und Thurgau mit 3'327 bis 7'296 die tiefste Anzahl Einwohner pro Netzbetreiber aufweisen.

**Abbildung 4: Anzahl Netzbetreiber pro Kanton**



Quelle: Swiss Economics, Daten aus ElCom Netzbetreiberdaten

## 2.2 Rechtsformen und Besitzverhältnisse

### Rechtsformen

Die schweizerische Elektrizitätsstatistik weist jährlich die Art der Rechtsform für einen Grossteil der Elektrizitätsbranche aus. Als privatrechtliche Rechtsformen stehen die Aktiengesellschaft (AG), die Genossenschaft gemäss Obligationenrecht und der Verein den öffentlich-rechtlichen Formen gegenüber, welche im kantonalen Recht geregelt sind. Bei Verteilnetzbetreibern werden folgende öffentlich-rechtliche Rechtsformen unterschieden: Institut des öffentlichen Rechts, Verwaltung der Gemeinde, öffentlich-rechtliche

Körperschaft (Unternehmen oder Verwaltung), Öffentliches Unternehmen des Bezirks und Öffentliches Unternehmen der Gemeinde.

Eine weit verbreitete privatrechtliche Rechtsform ist die **Aktiengesellschaft (AG)**. Die Aktien werden bei den Versorgern i.d.R. von öffentlichen Körperschaften wie dem Bund, Kantonen und Gemeinden gehalten. Es gibt mit der BKW AG, der Energiedienst Holding AG und der Romande Energie Holding SA aktuell drei Energieversorger, welche an der SIX Swiss Exchange kotiert sind. Die Energiedienstholding AG ist zudem an der Börse Stuttgart gelistet. Im Vergleich zu 2018 ist die Alpiq Holding AG, welche 2019 ein Delisting vorgenommen hat, nicht mehr an der SIX kotiert. Zudem werden elf Schweizer Elektrizitätsversorger (aventron, CKW, ebs Energie AG, Energie Elec du Simplon, Eniwa AG, Elektrizitätswerk Brig-Naters, Elektrizitätswerk Uznach AG, Elektrizitätswerk Jona-Rapperswil AG, Repower, Rhiienergie AG, VO Energies Holding SA und WWZ) an der OTC-X der Berner Kantonalbank gehandelt.

Auch die **Genossenschaft** ist unter Elektrizitätsunternehmen eine weit verbreitete Rechtsform, wobei Genossenschaften deutlich kleiner sind als Aktiengesellschaften. Eine Ausnahme bilden die Genossenschaft Elektra Birseck und die Genossenschaft Elektra Baselnd, welche 48 bzw. 55 Gemeinden beliefern und als Genossenschaft organisiert sind. Die Anteile von Genossenschaften (Genossenschaftsschein) können sowohl von Privatpersonen als auch öffentlich-rechtlichen Körperschaften gehalten werden. Eine Besonderheit der privatrechtlichen Rechtsformen stellt der Verein für Abfallentsorgung (VfA) aus Buchs SG dar, welcher gemäss dem Verzeichnis des VSE als einziger Verteilnetzbetreiber als Verein konstituiert ist.

Die **öffentlich-rechtlichen Rechtsformen** sind noch vielfältiger. Sie hängen vom kantonalen Recht ab und können in ihrer Struktur entweder einer AG entsprechen oder stärker von der öffentlichen Hand geführt werden. Sie lassen sich von den privatrechtlichen Rechtsformen unterscheiden, indem die Eigentümer nur öffentliche Körperschaften (Kantone und Gemeinden) aber nicht Private sein können. Es gibt öffentlich-rechtliche Anstalten mit und ohne eigene Rechtspersönlichkeit sowie Werke, die als reine Abteilung einer Gemeinde organisiert sind. Anstalten mit eigener Rechtspersönlichkeit verfügen über ein einbezahltes Eigenkapital («Dotationskapital»).

### 2.2.1 Besitzverhältnisse

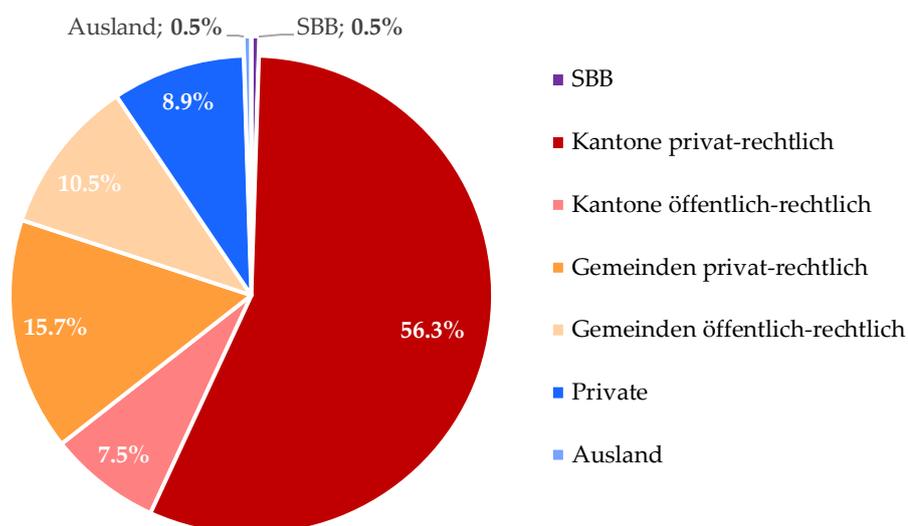
**Abbildung 5** visualisiert die Besitzverhältnisse der Schweizer Elektrizitätsversorgung im Jahr 2021<sup>2</sup> anhand der Daten der Elektrizitätsstatistik des BFE, welche 90 Prozent der Schweizer Energieproduktion und 81.7 Prozent der Verteilung an Endverbraucher abdeckt. Bei 139 der EVU handelt es sich um privatrechtliche Rechtsformen, welche 82 Prozent des Grundkapitals der untersuchten Elektrizitätsunternehmen ausmachen. 25 Unternehmen mit rund 18 Prozent des Grundkapitals haben öffentlich-rechtliche Rechtsformen.

<sup>2</sup> Da die Daten der Elektrizitätsstatistik erst mit einer Verzögerung von 2 Jahren publiziert werden, liegt der betrachtete Zeitraum hier von 2016 bis 2021.

Kommunale Elektrizitätsunternehmen in öffentlich-rechtlichen Rechtsformen ohne eigene Rechtspersönlichkeit verfügen über kein Dotationskapital und sind daher nicht in dieser Statistik erfasst. Folglich liegt der tatsächliche Anteil der Gemeinden und öffentlich-rechtlicher Rechtsformen noch höher.

Bei einem Grossteil der Unternehmen mit privatrechtlichen Rechtsformen ist das entsprechende Aktienkapital ebenfalls im Besitz von Kantonen und Gemeinden. Kantone besitzen insgesamt 63.8 Prozent des Grundkapitals der Schweizer EVU, wobei 56.3 Prozent aus privatrechtlichen Rechtsformen und 7.5 Prozent aus öffentlich-rechtlichen Rechtsformen stammen. Gemeinden sind der zweitwichtigste Eigentümer und besitzen 26.2 Prozent des Grundkapitals, wovon 15.7 Prozent auf privatrechtliche und 10.5 Prozent auf öffentlich-rechtliche Rechtsformen entfallen. Weitere Eigentümer privatrechtlicher Rechtsformen sind private Investoren, die 8.9 Prozent des Grundkapitals halten, sowie ausländische Eigentümer und die SBB, die jeweils 0.5 Prozent des Grundkapitals besitzen.

**Abbildung 5: Besitzverhältnisse in der Schweizer Strombranche 2021**



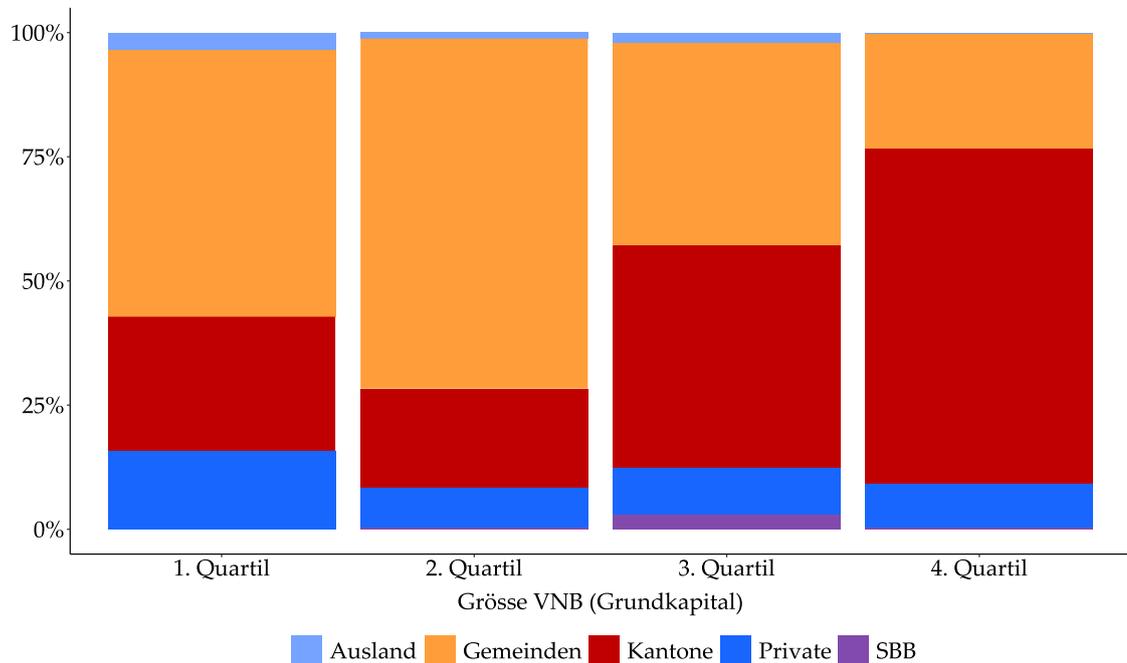
Quelle: Swiss Economics, Daten aus Elektrizitätsstatistik des BFE

Es ist zu beachten, dass es im Vergleich zu 2016 nur geringe Veränderungen der Eigentümerstruktur gegeben hat. Diese Veränderungen sind in Anhang B dargestellt.

Die Unterschiede in den Besitzverhältnissen des Grundkapitals variieren je nach Grösse der EVU und sind in **Abbildung 6** dargestellt. Die kleinsten EVU (1. Quartil des Grundkapitals) sind mehrheitlich im Besitz der Gemeinden (54 Prozent), weitere Anteile liegen bei Kantonen (27 Prozent), Privaten (16 Prozent) und Ausländischen (3 Prozent). Kleinere bis mittlere Elektrizitätsunternehmen im 2. Quartil gehören zu 70 Prozent den Gemeinden. Bei EVU im 3. Quartil ist der Besitz zwischen Gemeinden (41 Prozent) und Kantonen (46 Prozent) ausgeglichen. Die grössten Elektrizitätsunternehmen sind mit 67 Prozent mehrheitlich in Besitz der Kantone, gefolgt von Gemeinden (23 Prozent) und Privaten (9 Prozent). Der Anteil ausländischer Eigentümer ist bei den EVU mit 0.3 Prozent verschwindend klein. Bei den

Rechtsformen zeigen sich keine wesentlichen Unterschiede hinsichtlich der Grösse; der Anteil öffentlich-rechtlicher Rechtsformen liegt in allen Quartilen zwischen 9 und 19 Prozent.

**Abbildung 6: Besitzverhältnisse EVU nach Grösse 2021**



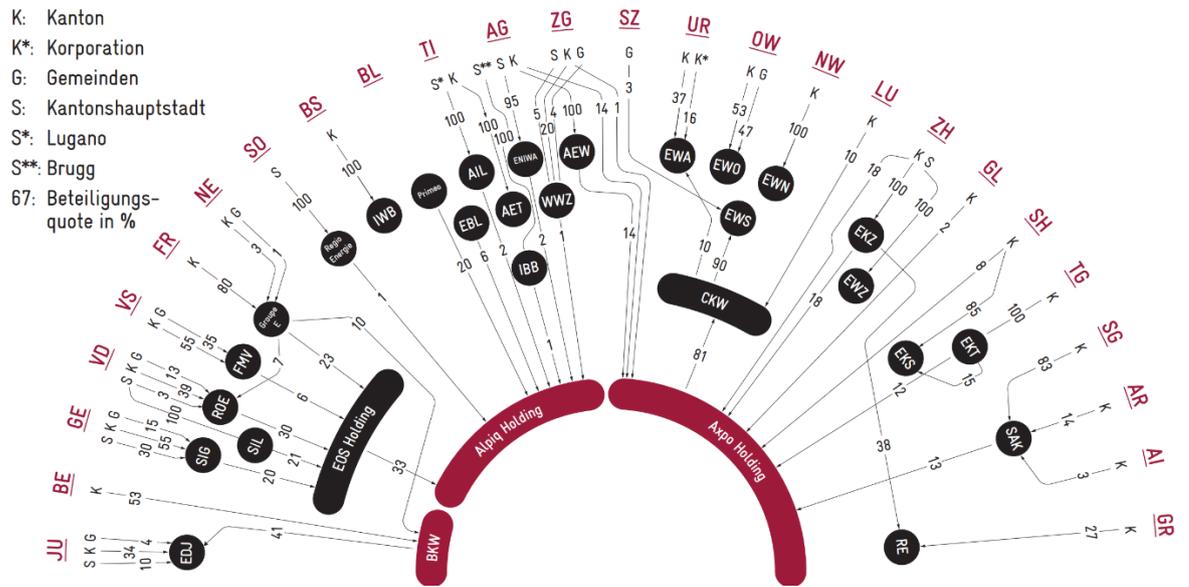
Quelle: Swiss Economics, Daten aus der Elektrizitätsstatistik des BFE

## Verflechtungen

Im Strommarkt bestehen historisch bedingt vielfältige Verflechtungen. Diese widerspiegeln die partnerschaftliche Investitionstätigkeit zwischen Gebietskörperschaften im Zuge der Elektrifizierung der Schweiz in der Vergangenheit (Stromverbraucherverbände, welche gemeinsam Grosskraftwerke finanzierten und über Eigenbezug langfristig absicherten).

Avenir Suisse hat 2007, 2015 und 2024 die Verflechtungen und Besitzstrukturen der grösseren Energieversorger untersucht. Das aktuelle Ergebnis ist in **Abbildung 7** dargestellt. Demnach halten Kantone direkt und/oder indirekt über kantonale Energieversorger Anteile an Alpiq, Axpo und BKW, an welchen wiederum Kantone, Gemeinden und Städte stark beteiligt sind. An der Axpo sind die Kantone Schaffhausen, Glarus, Zürich, Zug und Aargau direkt mit 43 Prozent beteiligt, während die verbleibenden 57 Prozent von Unternehmen wie den EKZ oder AEW gehalten werden, die mehrheitlich im Eigentum von Kantonen und Gemeinden sind. An der Alpiq hat die öffentliche Hand zwar keine direkten Anteile, ist aber zu 40 Prozent über die EOS Holding und andere EVU wie die WWZ beteiligt. Die BKW ist zu 53 Prozent im Besitz des Kantons Bern und zu weiteren 10 Prozent im Besitz der Groupe E, an der wiederum Kantone und Gemeinde zu 84 Prozent beteiligt sind. Die grossen Energieversorger sind wiederum an anderen EVU beteiligt, beispielsweise die BKW mit 41 Prozent an der Energie du Jura und die Axpo Holding mit 81 Prozent an der CKW.

Abbildung 7: Verflechtungen der Energieversorger



Quelle: Avenir Suisse (2024)

## 2.2.2 Eigentümerstruktur der Swissgrid

Auf der Eigentümerstruktur der nationalen Netzgesellschaft der Swissgrid liegt ein besonderes Augenmerk, da sie gemäss StromVG Art. 18 Abs. 3 sicherstellen muss, dass „ihr Kapital und die damit verbundenen Stimmrechte direkt oder indirekt mehrheitlich Kantonen und Gemeinden gehören“.

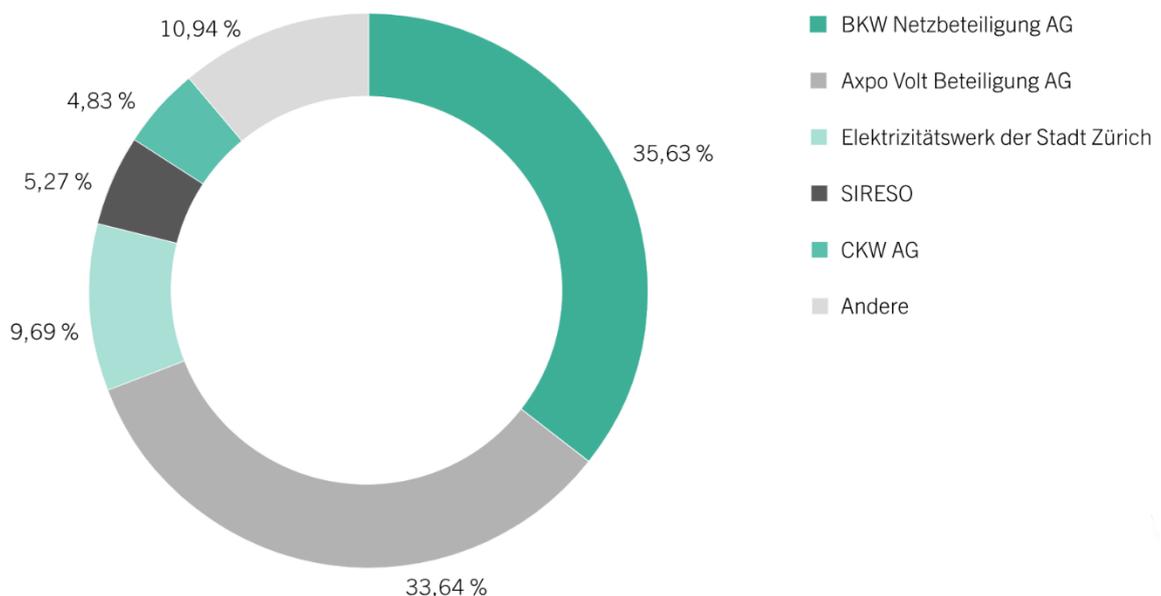
Per 03.06.2024 ergab sich die in **Abbildung 8** dargestellte Zusammensetzung des Aktionariats der Swissgrid. Die grösste Aktionärsgruppe ist die Axpo, welche durch die Axpo Volt Beteiligung AG mit rund 34 Prozent und die Tochtergesellschaft CKW mit rund 4 Prozent beteiligt ist. Knapp dahinter folgt die BKW mit der BKW Netzbeteiligung AG mit rund 36 Prozent und der BKW Energie AG mit rund 2 Prozent. Weitere bedeutende Aktionäre sind das Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (EKZ) mit rund 10 Prozent und die Societ  d'Investissement de Suisse occidentale SA (SIRESO) mit rund 5 Prozent. Die verbleibenden rund 11 Prozent des Aktienanteils werden von einer Vielzahl kleinerer Aktionäre gehalten.

Im Vergleich zu 2018 sind die Veränderungen im Aktionariat der Swissgrid eher gering. Die Anteile der Aktionärsgruppe Axpo blieben am höchsten, auch wenn sich die Anteile innerhalb der Konzerngesellschaft verändert haben. Die BKW verzeichnete durch die BKW Energie AG einen Zuwachs von rund einem Prozent. Auch die Anteile des Elektrizitätswerks der Stadt Zürich (EKZ) nahmen um rund 1 Prozent zu. Die Azienda Elettrica Ticinesi und die IWB Industrielle Werke Basel mit rund 0.9 bzw. 0.4 Prozent verzeichneten ein Wachstum ihrer Anteile. Zudem ist der Kanton Graubünden mit 0.54 Prozent neu als Aktionär beteiligt. Nicht mehr beteiligt sind die Kraftwerke Hinterrhein AG und die Officine Idroelettriche della Maggia SA.

Am 23.06. 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. Die BVK hält somit als weitere Pensionskasse indirekt Anteile an der Swissgrid. Axpo Volt Beteiligung AG ist somit dem Beispiel der BKW Netzbeteiligung AG gefolgt, welche 2014 49.9 Prozent ihres Aktienkapitals an die heutige Energy Infrastructure Partners AG verkauft hatte. Somit gehören indirekt mindestens 34.6 Prozent des Kapitals der Swissgrid Pensionskassen.

**Abbildung 8: 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%.

Quelle: Swissgrid

### 2.3 Hauptvariante der Energiebeschaffung

In diesem Teil wird die Veränderung der Hauptvariante der Energiebeschaffung der EVU von 2018 bis 2022 anhand von Daten der ElCom aufgezeigt.

Es gibt die folgenden Hauptvarianten der Beschaffung:

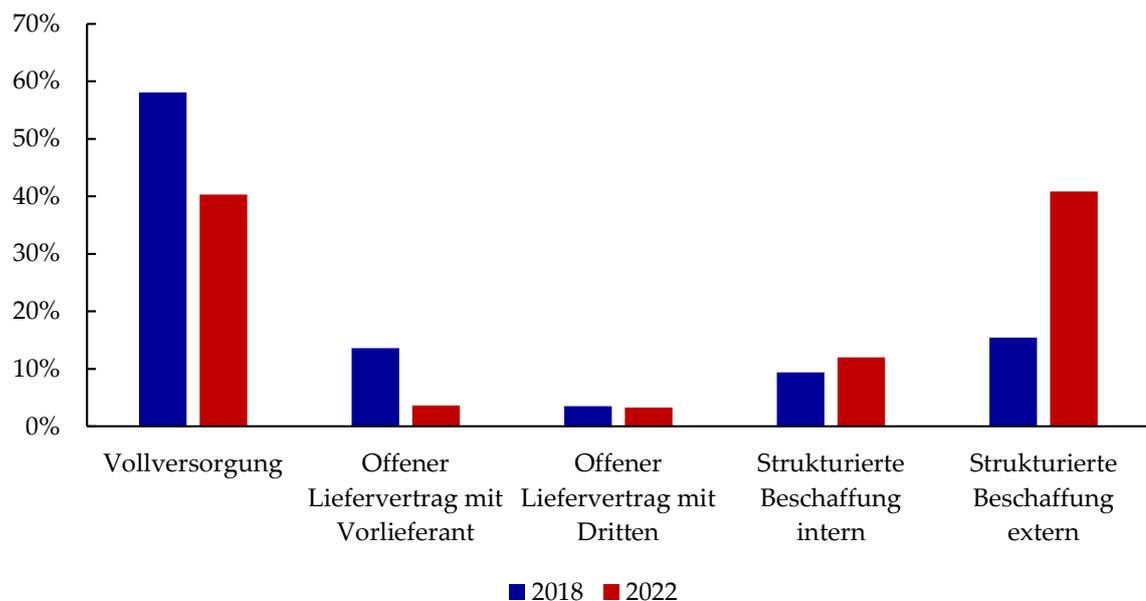
- Vollversorgung
- Offener Liefervertrag mit Vorlieferant
- Offener Liefervertrag mit Dritten
- Strukturierte Beschaffung intern
- Strukturierte Beschaffung extern

Bei der Vollversorgung kann das EVU Energie zu vordefinierten Konditionen (u.a. Fixpreis) über die gesamte Vertragsdauer beim Lieferanten einkaufen. Der Vorteil dabei ist, dass das EVU Preissicherheit hat und keine zukünftigen Anpassungen vornehmen muss. Im Vergleich dazu kann sich das EVU beim offenen Liefervertrag Strom am Markt oder

von anderen Lieferanten beschaffen und nur der Strom, der nicht anderweitig beschafft werden konnte, wird vom Hauptlieferanten geliefert. EVU mit strukturierter Beschaffung können Strom an den Märkten an mehreren Zeitpunkten (Tranchen) und somit zu unterschiedlichen Preisen einkaufen. Der Vorteil ist, dass der gesamte Strom nicht an einem einzigen Termin beschafft wird und das EVU damit Preisflexibilität hat.<sup>3</sup>

**Abbildung 9** illustriert den prozentualen Anteil der EVU pro Hauptvariante der Beschaffung für die Jahre 2018 und 2022. Es ist ersichtlich, dass 2018 die präferierte Hauptvariante der Beschaffung die Vollversorgung mit einem Anteil von fast 60 Prozent war. Dieser ist im Jahr 2022 auf 40 Prozent gesunken. Auch bei den offenen Lieferverträgen mit Vorlieferanten ist ein starker Rückgang von 14 auf 4 Prozent zu verzeichnen. Im Gegensatz dazu ist die extern strukturierte Beschaffung von 15 auf 40 Prozent angestiegen und erreichte im Jahr 2022 den gleichen Anteil wie die Vollversicherung. Letztlich hat auch die intern strukturierte Beschaffung von 9 auf 12 Prozent leicht zugenommen.

**Abbildung 9: Hauptvariante der Beschaffung in den Jahren 2018 und 2022**

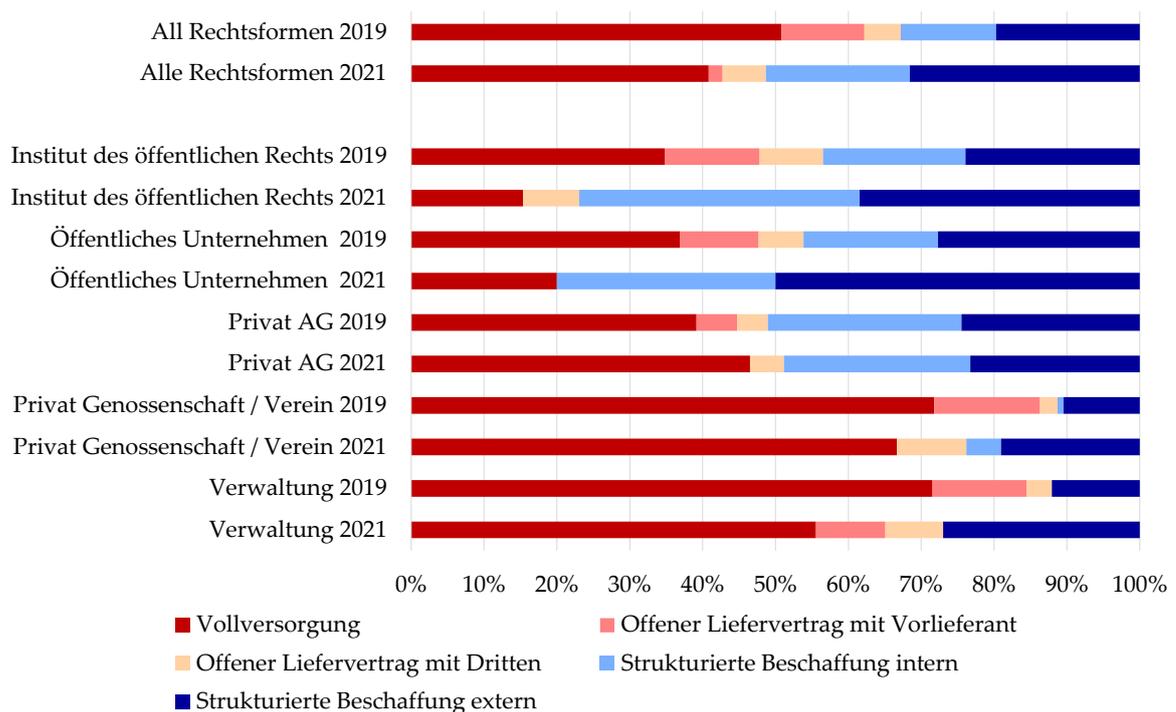


Quelle: Swiss Economics mit Daten der ElCom Netzbetreiberbefragung.

In **Abbildung 10** wird die Hauptvariante der Beschaffung nach der Rechtsform der EVU für die Jahre 2019 und 2021 dargestellt (keine neueren Daten vorhanden). Die Grafik zeigt, dass für die Rechtsformen Institut des öffentlichen Rechts, öffentliches Unternehmen, privat Genossenschaft / Verein und Verwaltung die strukturierte Beschaffung erheblich angestiegen ist. Bis auf den vollständigen Rückgang des offenen Liefervertrags mit Vorlieferant gibt es keine bemerkenswerten Änderungen für private Aktiengesellschaften zwischen 2019 und 2021.

<sup>3</sup> Siehe z.B. Axpo (2024). [Massgeschneiderte Energielösungen](#); BET (2018). Grundlagenpapier für den erläuternden Bericht zur Vernehmlassungsvorlage Revision StromVG; IBL (2024). [Beschaffungsmodell](#).

**Abbildung 10: Hauptvariante der Beschaffung nach Rechtsform**



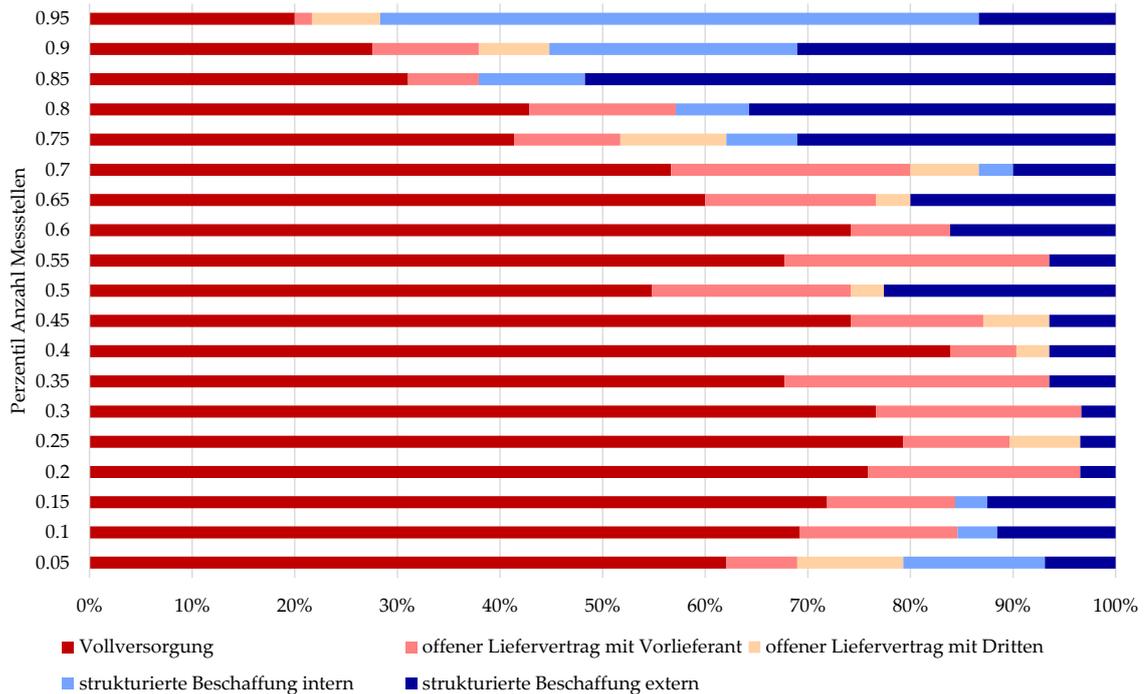
Hinweis: Diese Daten stammen aus der Befragung, die den Netzbetreibern jährlich zugesandt wird. Im Jahr 2019 war diese Frage obligatorisch, im Jahr 2021 war dies nicht mehr der Fall. Daher ist die Stichprobe der Antworten im Jahr 2021 weniger repräsentativ als im Jahr 2019.

Quelle: Swiss Economics mit Daten der ECom Netzbetreiberbefragung.

**Abbildung 11** und **Abbildung 12** veranschaulichen, wie sich die Hauptvariante der Beschaffung nach Anzahl Messstellen zwischen 2018 und 2022 verändert hat. Eine Messstelle ist ein System, das den Stromfluss an einem Messpunkt ermittelt. Pro Messpunkt können mehrere Messstellen existieren.<sup>4</sup> Die Y-Achse zeigt die Perzentile der Anzahl Messstellen von den EVU und ist ein Indikator für deren Grösse. Bei den EVU mit den meisten Messstellen (Perzentil 0.95) zeigt sich, dass die strukturierte Beschaffung mit einem Anteil von 70 Prozent die Hauptvariante der Beschaffung im Jahr 2018 war. Im Jahr 2022 ist die strukturierte Beschaffung auf über 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 (Perzentil 0.05) haben sich der offene Liefervertrag mit Vorlieferant und die extern strukturierte Beschaffung von 2018 bis 2022 ungefähr verdoppelt. Zurückgegangen sind der Liefervertrag mit Dritten sowie die intern strukturierte Beschaffung. Für die restlichen Perzentile ist ersichtlich, dass die extern strukturierte Beschaffung stark angestiegen ist und die Vollversorgung sowie der offene Liefervertrag mit Vorlieferant zurückgegangen sind.

<sup>4</sup> Siehe VSE (2024). [Verzeichnis Verteilnetzbetreiber](#).

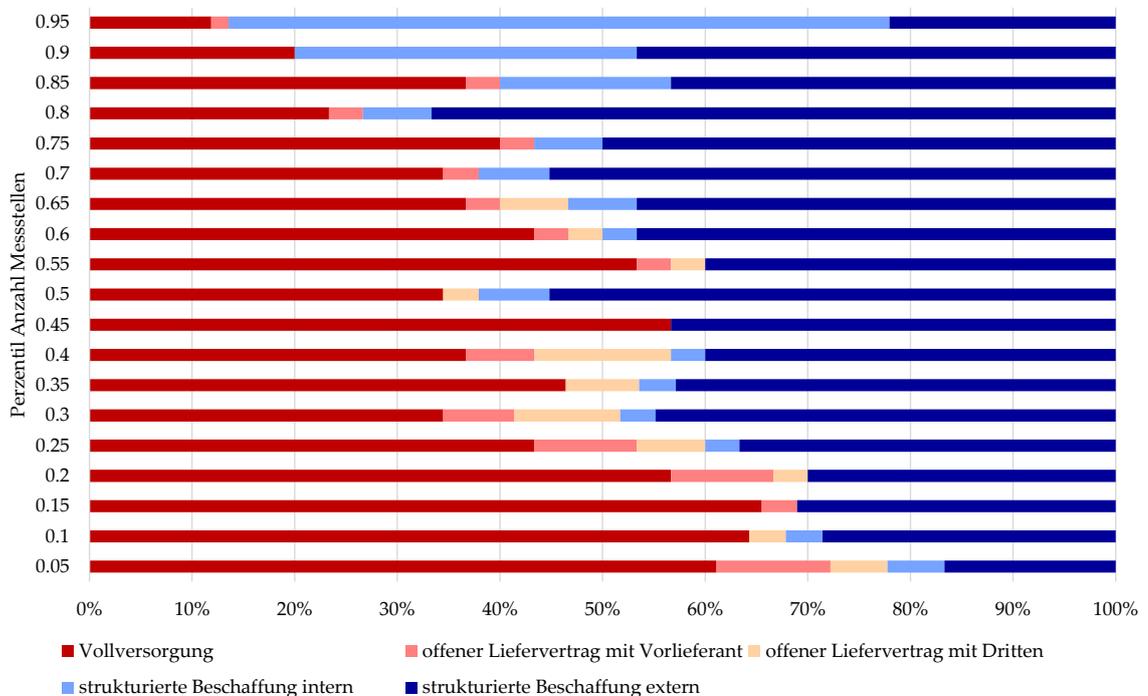
Abbildung 11: Hauptvariante der Beschaffung nach Anzahl Messstellen im Jahr 2018



Bemerkung: Die Y-Achse zeigt die Perzentile der Anzahl Messstellen von den EVU und ist ein Indikator für deren Grösse. EVU ohne Angaben werden nicht berücksichtigt. Für die allermeisten Perzentile haben mehr als 90% der EVU die Hauptvariante der Beschaffung angegeben.

Quelle: Swiss Economics mit Daten der EICOM Netzbetreiberbefragung.

Abbildung 12: Hauptvariante der Beschaffung nach Anzahl Messstellen im Jahr 2022



Bemerkung: Die Y-Achse zeigt die Perzentile der Anzahl Messstellen von den EVU und ist ein Indikator für deren Grösse. EVU ohne Angaben werden nicht berücksichtigt. Für die allermeisten Perzentile haben mehr als 90% der EVU die Hauptvariante der Beschaffung angegeben.

Quelle: Swiss Economics mit Daten der EICOM Netzbetreiberbefragung.

## 2.4 Bilanzgruppen

Als nächstes werden die wichtigsten Veränderungen für die Bilanzgruppen (BG) zwischen 2018 und 2023 aufgezeigt.

BG sind ein virtuelles Konstrukt. Jeder Verteilnetzbetreiber, Händler, Erzeuger, Lieferant und Endverbraucher muss einer Bilanzgruppe angehören. Die BG liefern Swissgrid viertelstündliche Fahrpläne, wobei der Bilanzgruppenverantwortliche (BGV) dafür verantwortlich ist, dass seine BG möglichst jederzeit ausgeglichen ist. Sind diese nicht ausgeglichen, verrechnet Swissgrid den BG Ausgleichsenergie.<sup>5</sup>

Im Juni 2024 waren 112 BG in der Schweiz aktiv, davon 17 mit Messpunkten in der Schweiz. Diese sind in **Tabelle 1** aufgelistet.<sup>6</sup> Zudem zeigt die Tabelle, dass zehn dieser BG am Spot- oder Terminmarkt handeln.

**Tabelle 1: Aktive Bilanzgruppen mit Messpunkten im Jahr 2024**

Bilanzgruppe mit Messpunkten <sup>7</sup>	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

Quelle: EEX und Swissgrid Webseite. Abgerufen am 4. Juni 2024.

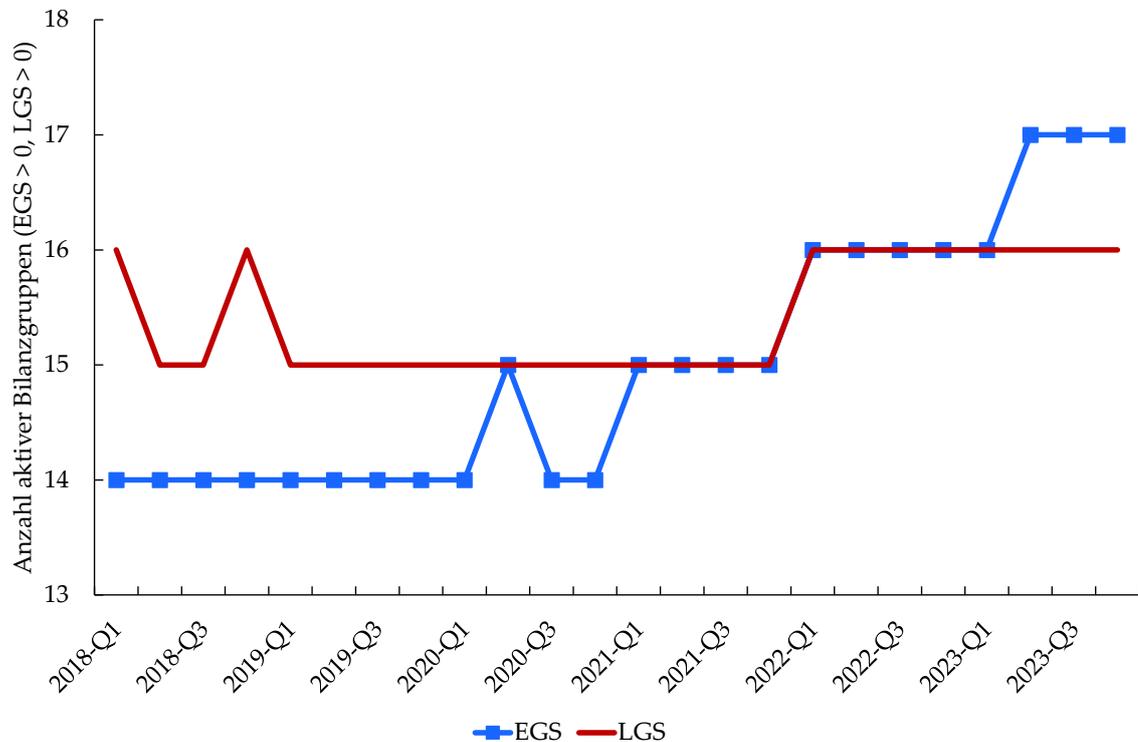
<sup>5</sup> Siehe Swissgrid (2010). [Einführung Bilanzgruppen-Modell](#).

<sup>6</sup> Siehe Swissgrid (2024). [Liste der aktiven Bilanzgruppen](https://www.swissgrid.ch/de/home/customers/topics/bgm/bg-list/bg-active.html)<https://www.swissgrid.ch/de/home/customers/topics/bgm/bg-list/bg-active.html>. Abgerufen am 4. Juni 2024.

<sup>7</sup> Siehe EEX (2024). [Teilnehmerliste](#). Abgerufen am 4. Juni 2024.

In **Abbildung 13** wird die Anzahl BG mit Messpunkten, die eine positive Einspeisegangs-  
summe (EGS) oder Lastgangsumme (LGS) haben, dargestellt.<sup>8</sup> Es ist ersichtlich, dass zwi-  
schen 2018 und 2023 drei neue BG mit einer positiven EGS aktiv wurden. Die Anzahl BG  
mit einer positiven LGS beträgt seit 2018 15 bzw. 16 und ist somit relativ stabil geblieben.

**Abbildung 13: Anzahl aktiver Bilanzgruppen mit Messpunkten von 2018 bis 2023**

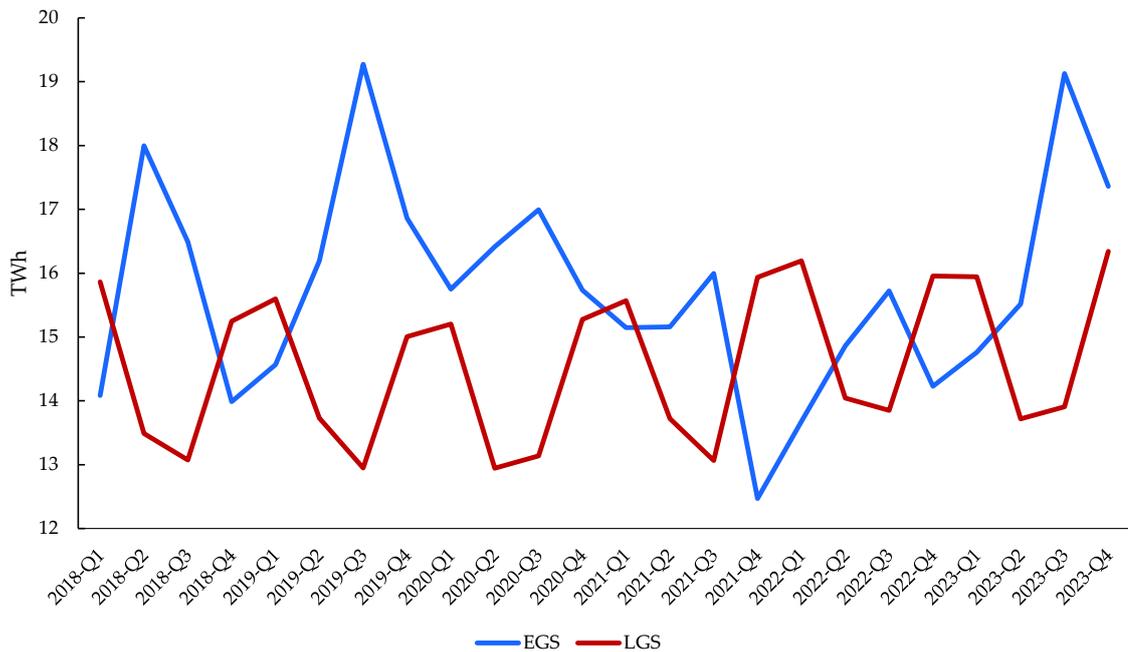


Quelle: Swiss Economics mit Daten von Swissgrid.

**Abbildung 14** zeigt die vierteljährliche EGS und LGS aggregiert über alle BG mit Mess-  
punkten. Die LGS (rote Kurve) folgt einem jährlichen Muster mit dem Höchstverbrauch im  
Winter und dem niedrigsten Verbrauch im Sommer. Die EGS (blaue Kurve) unterliegt ei-  
nem grundsätzlich gegenläufigen, aber deutlich volatileren Trend. In der Regel ist das Mi-  
nimum im vierten Quartal und das Maximum im dritten Quartal. Der Höhepunkt von  
mehr als 19 TWh lag im dritten Quartal 2019, der Tiefpunkt von 12.5 TWh im vierten Quar-  
tal 2021.

<sup>8</sup> Die Einspeisegangsumme einer BG entspricht der Summe der Stromproduktion aller BG Mitglieder, wäh-  
rend die Lastgangsumme der Summe des ausgespeisten Stroms an Endkunden aller BG Mitglieder ent-  
spricht.

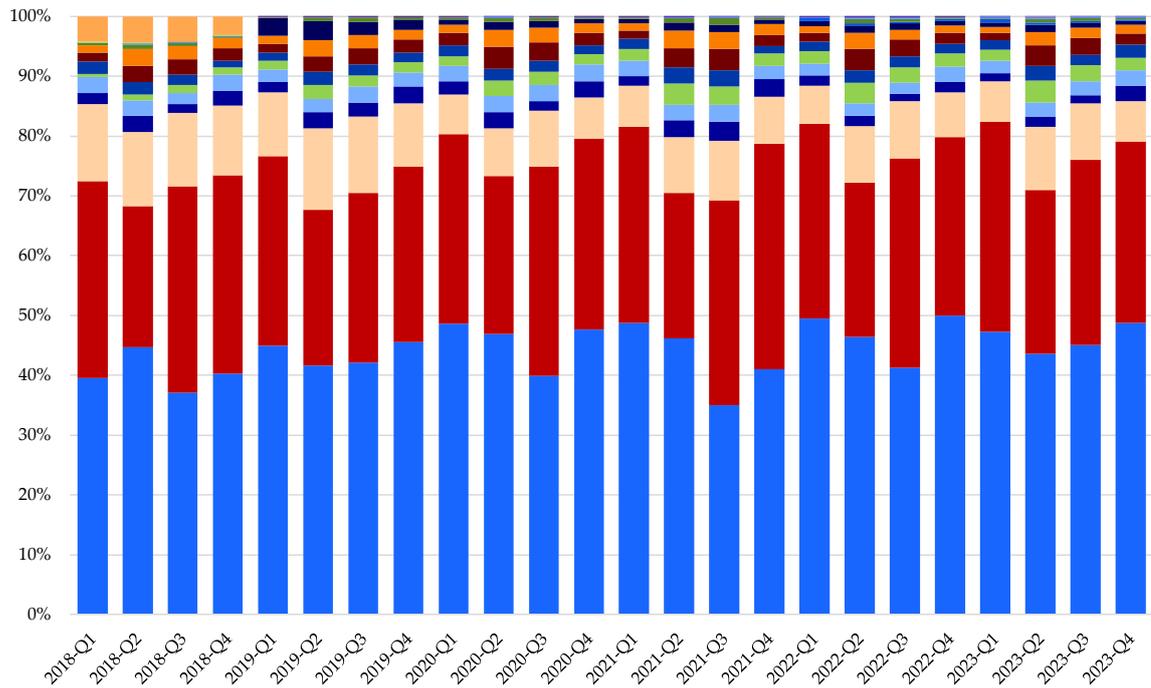
Abbildung 14: Totale EGS und LGS von 2018 bis 2023



Quelle: Swiss Economics mit Daten von Swissgrid

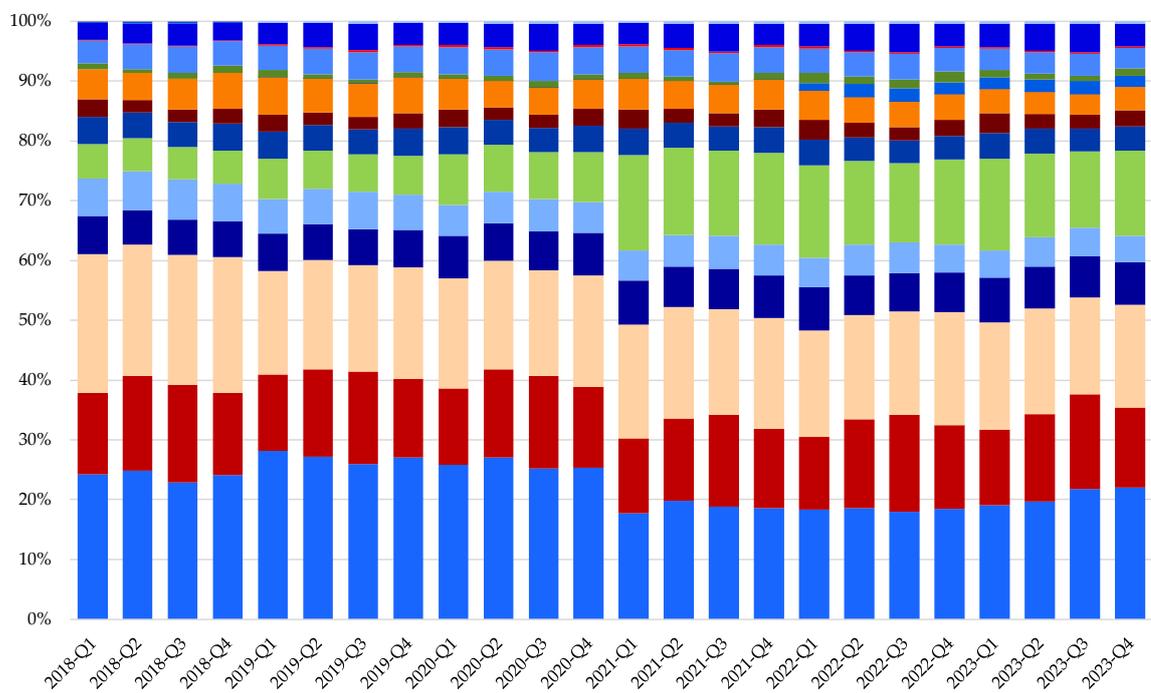
**Abbildung 15** und **Abbildung 16** illustrieren die EGS und LGS pro BG relativ zur totalen EGS und LGS von allen BG. Es ist ersichtlich, dass ungefähr 75 Prozent der totalen EGS von zwei BG stammen mit einem Anteil von 30 und 45 Prozent. Diese sind zwischen 2018 und 2023 relativ stabil geblieben. Aus **Abbildung 16** geht hervor, dass die vier BG mit den grössten Anteilen 65 Prozent der gesamten LGS ausmachen. Bemerkenswert ist auch, dass der Anteil der hellgrünen BG im Jahr 2021 sprunghaft um 7 Prozentpunkte gestiegen ist, während gleichzeitig der Anteil der blauen BG um 7 Prozentpunkte gesunken ist. Es handelt sich um eine strukturelle Neugestaltung der betroffenen Akteure.

Abbildung 15: Relative EGS pro Bilanzgruppe mit Messpunkten von 2018 bis 2023



Quelle: Swiss Economics mit Daten von Swissgrid.

Abbildung 16: Relative LGS pro Bilanzgruppe mit Messpunkten von 2018 bis 2023



Quelle: Swiss Economics mit Daten von Swissgrid.

## 2.5 Kooperation, Auslagerung und Synergien

Im Schweizer Strommarkt lassen sich eine Vielzahl an Kooperationsformen beobachten. Diese lassen sich in gemeinsame Investitionspools, Auslagerungen einzelner Aufgaben bis hin zur gesamten Geschäftsführung an spezialisierte Unternehmen, Einkaufspools und Verbandsaktivitäten unterteilen.

### **Gemeinsame Investitionen: Partnerwerke und PPAs**

Eine Herausforderung für kleinere EVU liegt in der Kapitalintensität und dem Risiko von Kraftwerken. Partnerwerke werden daher 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. Nach wie vor sind Partnerwerke ein bewährtes Instrument, sodass auch die meisten alpinen Photovoltaikanlagen über Partnerschaften gebaut bzw. betrieben werden.

Dies kann auch über langfristige Stromlieferverträge (PPA) geschehen, bei welchen sich die Industrie durch Energieabnahmeverträge oder Investitionsverträge beteiligt. PPA im Schweizer Strommarkt werden in Abschnitt 3.3 genauer diskutiert. Aus diesen Kooperationen entstehen Synergien beim Teilen von finanziellen Risiken und Mengenrisiken beim Kraftwerksausbau. Zudem können Kooperationen dazu beitragen, die Akzeptanz für den Bau von Kraftwerken zu erhöhen.

### **Auslagerung von Tätigkeiten bei fehlender Grösse**

Bei einer Vielzahl von kleineren Versorgern ist die kritische Grösse nicht erreicht, um spezialisierte Aufgaben selbst auszuführen. Dazu gehören etwa die Zählereichung und -messung, die SDL-Vermarktung oder das Datenmanagement. Bei manchen Versorgern wird aufgrund mangelnder Grösse oder Ressourcen auch die Geschäfts- und/oder die Betriebsführung ausgelagert. In Frage kommen dabei Vorliegernetze, grössere EVU oder spezialisierte Unternehmen. Ein Beispiel ist EnerSuisse als gemeinsames Projekt von Primeo Energie und EKZ, welche die Prozessoptimierung kleiner Netzbetreiber übernimmt. Da eine eigene Betreuung eines Smart Meter Systems erst ab einer kritischen Grösse von 20-50 Tausend Messstellen rentabel durchgeführt werden kann, stehen für diese Aufgabe eine Vielzahl spezialisierter Dienstleister wie Optimatik, Vivavis und Sysdex zur Verfügung. Bei der Netzmodellierung ist die E-Netz AG ein wichtiger Dienstleister. Bei der Erstellung von Wetterprognosen greifen Netzbetreiber auf Daten von SRF Meteo sowie weiteren in- und ausländischen Spezialisten zurück.

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.

Diverse Dienstleister unterstützen die EVU beim technologischen und regulatorischen Wandel. Dies ist etwa die Swissdex AG (Swiss Electricity Data Exchange), welche einen

zentralen Datahub für die Schweizer Strombranche betreibt. Youtility bietet eine Vielzahl spezialisierter Dienstleistungen an, darunter fallen etwa das Auslesen der Stromzähler sowie das Verarbeiten der entsprechenden Daten, Digitalisierung von Datenbanken und Ausrüstung im Bereich Cybersicherheit. Auch bei der Umsetzung regulatorischer Vorgaben (z.B. Reports an die ElCom) übernehmen spezialisierte Dienstleister Mandate für kleinere EVU (z.B. EVU Partners).

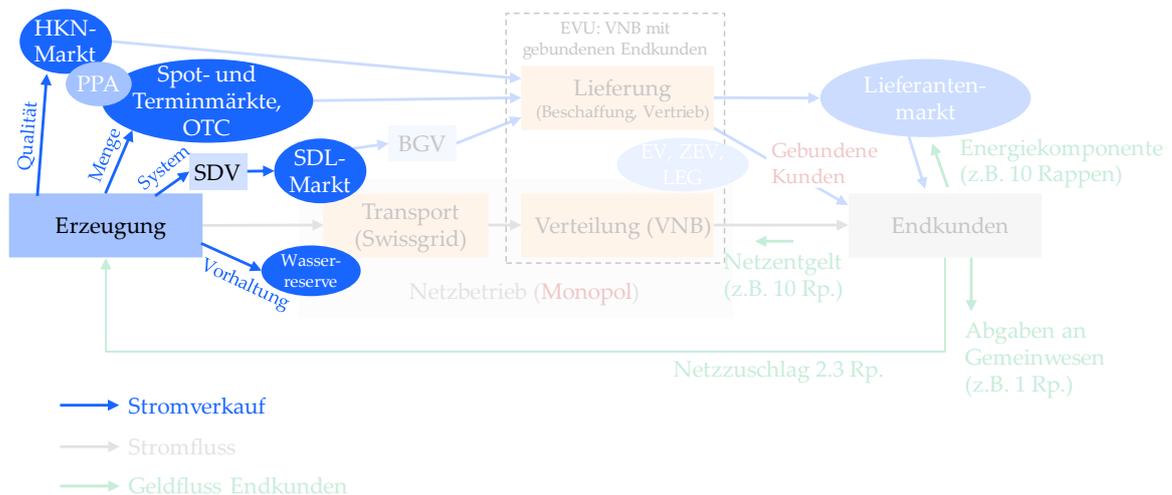
### **Einkaufspools zur Schaffung Skaleneffekten bei der Beschaffung**

Um von Skaleneffekten in der Energie- und Materialbeschaffung zu profitieren, nutzen die Netzbetreiber Einkaufspools. Durch die Bündelung ihrer Nachfrage über Energieplattformen ergeben sich für sie verbesserte Möglichkeiten in der Beschaffung sowie ein geringerer administrativer Aufwand. Beispiele solcher Kooperationen und Dienstleister sind die OMPLEX, 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.

### 3 Entwicklungen an den Schweizer Grosshandelsmärkten

In den folgenden Abschnitten werden die Handelsplätze im Schweizer Strommarkt beschrieben und die wichtigsten Änderungen seit 2018 aufgezeigt. Der Fokus liegt dabei auf den in **Abbildung 17** oval dargestellten Märkten.

**Abbildung 17: Themen des Kapitels**



Quelle: Swiss Economics

Erzeuger können ihre Produktion auf folgende grundlegende Arten vermarkten:

- Verkauf Energiemenge an «Energy-only Märkten», namentlich Handelsplätze für Termin-, Spot- und OTC-Produkte (nachfolgend Abschnitt 3.1);
- Verkauf Energiequalität durch Verkauf der ausgestellten Herkunftsnachweise (nachfolgend Abschnitt 3.2);
- Verkauf von Energiemenge und -qualität kombiniert mittels Liefer- bzw. Bezugsverträgen, sogenannten Power Purchase Agreements (PPA) (nachfolgend Abschnitt 3.3);
- Teilnahme an Ausschreibungen von Regenergie (nachfolgend Abschnitt 3.4);
- Vorhalten von Energie – in der Schweiz ist dies seit wenigen Jahren im Rahmen der Wasserkraftreserve möglich (nachfolgend Abschnitt 3.5).

Die wesentlichen Entwicklungen werden nachfolgend aus Schweizer Sicht dokumentiert.

#### 3.1 Energy-only Märkte

##### 3.1.1 Entwicklungen am Schweizer Terminmarkt

###### 3.1.1.1 European Energy Exchange (EEX)

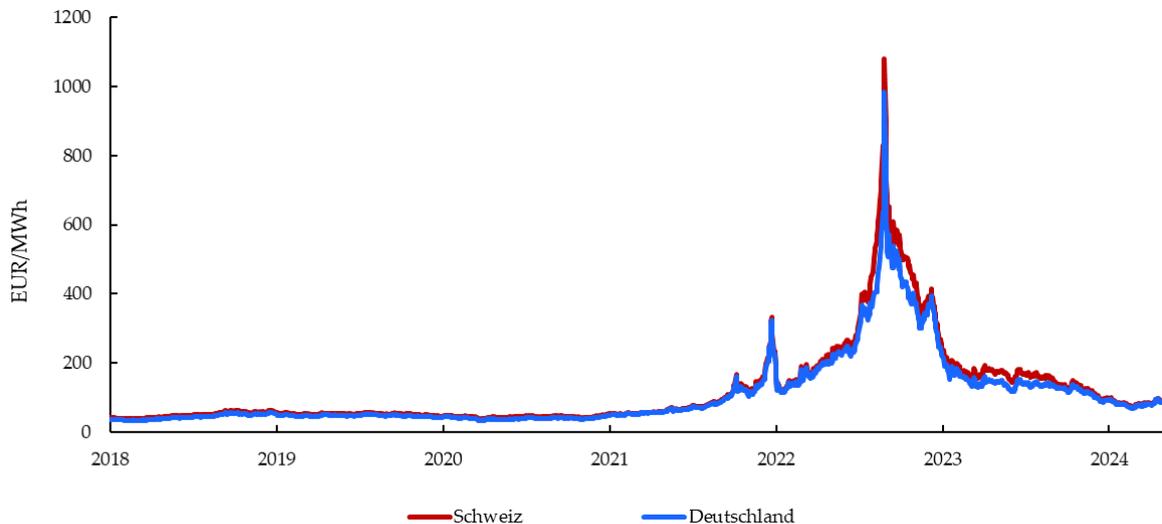
Am kontinuierlichen Terminmarkt der Strombörse EEX in Leipzig können standardisierte Futures zur Absicherung von zukünftigen Strompreisschwankungen bzw. Strombeschaffung und -verkauf im Voraus zu festen Preisen für den Schweizer Strommarkt gehandelt

werden. Die Swiss Power Futures sind in verschiedenen Lieferzeiten verfügbar, von Tagen und Wochen bis hin zu Monaten, Quartalen und Jahren, wobei das Maximum bei 10 Jahren liegt.<sup>9</sup> Diese langfristigen Kontrakte eignen sich besonders zur Absicherung von PPAs (Power Purchase Agreements), die aufgrund ihrer mehrjährigen Laufzeit ein erhebliches Preisrisiko beinhalten.<sup>10</sup> Seit 2023 sind neben Swiss Power Base Futures auch Swiss Power Peak Futures im Handel verfügbar.<sup>11</sup> Bei Base Kontrakten wird der Strom über den gesamten Tag (24h) geliefert, während bei Peak Kontrakten der Strom nur während den «Höchstlastzeiten» geliefert wird, konkret von Montag bis Freitag von 8:00 bis 20:00 Uhr. Future Spreads, die den Handel der Preisdifferenz zwischen verschiedenen Lieferländern ermöglichen, können ebenfalls für die Schweiz gehandelt werden. Schweizer Optionen sind bisher nicht erhältlich.<sup>12</sup>

### Preisentwicklung

**Abbildung 18** zeigt die EEX-Preise von Base Power Futures mit einer Lieferzeit von einem Jahr im Folgejahr (Frontjahr)<sup>13</sup> in der Schweiz und in Deutschland. Es ist ersichtlich, dass die Preise in beiden Ländern weitgehend synchron verlaufen, mit einem starken Preisanstieg von ungefähr 1'000 Prozent zwischen dem letzten Quartal 2021 und dem dritten Quartal 2022, gefolgt von einem ähnlich ausgeprägten Rückgang auf ein Preisniveau, das noch ca. 100 Prozent über dem Niveau von vor 2021 liegt.

**Abbildung 18: Preise von Base Power Futures für das folgende Lieferjahr**



Quelle: Abbildung der ECom anhand von EEX Daten.

<sup>9</sup> Siehe EEX (2024). [Strom Futures](#). Abgerufen am 13. Juni 2024.

<sup>10</sup> Siehe EEX (2024). [Purchase Power Agreements \(PPA\) Hedging](#). Abgerufen am 13. Juni 2024.

<sup>11</sup> Siehe EEX (2023). [EEX Customer Information - EEX launches new products and expiries](#).

<sup>12</sup> Siehe EEX (2024). [Strom Futures](#). Abgerufen am 13. Juni 2024.

<sup>13</sup> Zum Beispiel sind die Preise im Jahr 2018 die Preise für eine Lieferung im Jahr 2019.

Stark ändernde Preise führen an Börsen zu sogenannten Margin Calls, welche erhebliche Liquiditätsprobleme bei den Händlern auslösen können.<sup>14</sup> Während der globalen bzw. europäischen Energiekrise waren insbesondere Stromhändler betroffen, welche Strom im Voraus zu Zeiten tieferer Strompreise verkauft hatten. Naturgemäss waren dies Händler mit eigener Stromproduktion in grösserem Umfang. Für die gestiegenen Terminmarktpreise mussten entsprechend höhere Sicherheiten hinterlegt werden, was innert kurzer Zeit zu hohen Liquiditätsforderungen führte. Der Bund sah sich im September 2022 gezwungen, den zuvor geschaffenen Rettungsschirm für die Axpo zu aktivieren.<sup>15</sup>

Verschiedene Faktoren führten zu dem ausserordentlichen Preisanstieg zwischen 2021 und 2023 (europäische Energiekrise). Im April 2021 waren die europäischen Gasspeicher nur zu etwa 30 Prozent gefüllt und ab Sommer 2021 stiegen die Kohlepreise, da China aufgrund des starken Wirtschaftsaufschwungs und eigener Förderbeschränkungen vermehrt Kohle importierte<sup>16</sup>. Gleichzeitig waren die Gasspeicher von Gazprom deutlich tiefer gefüllt als im Vorjahr und die erwartete Verschärfung der Klimagesetzgebung in Europa resultierte in einem starken Anstieg der CO<sub>2</sub>-Preise. Anschliessend führte die wirtschaftliche Erholung nach der ersten Corona-Welle im Herbst zu einem grösseren Gasverbrauch und einer erheblichen Erhöhung des Strompreises. Die geopolitische Lage, insbesondere der Einmarsch Russlands in die Ukraine und die darauffolgende starke Reduzierung der russischen Gaslieferungen, liessen die Strompreise weiter in die Höhe schnellen.<sup>17</sup> Auch hat der ausserordentliche Stromimport von Frankreich, verursacht durch den Stillstand von mehr als der Hälfte der französischen Kernkraftwerke im Sommer 2022, die Angst vor einer Strommangelge für den Winter 2022 und 2023 verschärft.<sup>18</sup> Zusammen führten diese Faktoren zu einem historisch einmaligen Anstieg der Strompreise, der auch in der Schweiz zu beobachten war.

## Handelsvolumen

**Abbildung 19** 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

---

<sup>14</sup> 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.

<sup>15</sup> Siehe [Medienmitteilung Bundesrat](#) vom 06. September 2022. Abgerufen am 13. Juni 2024.

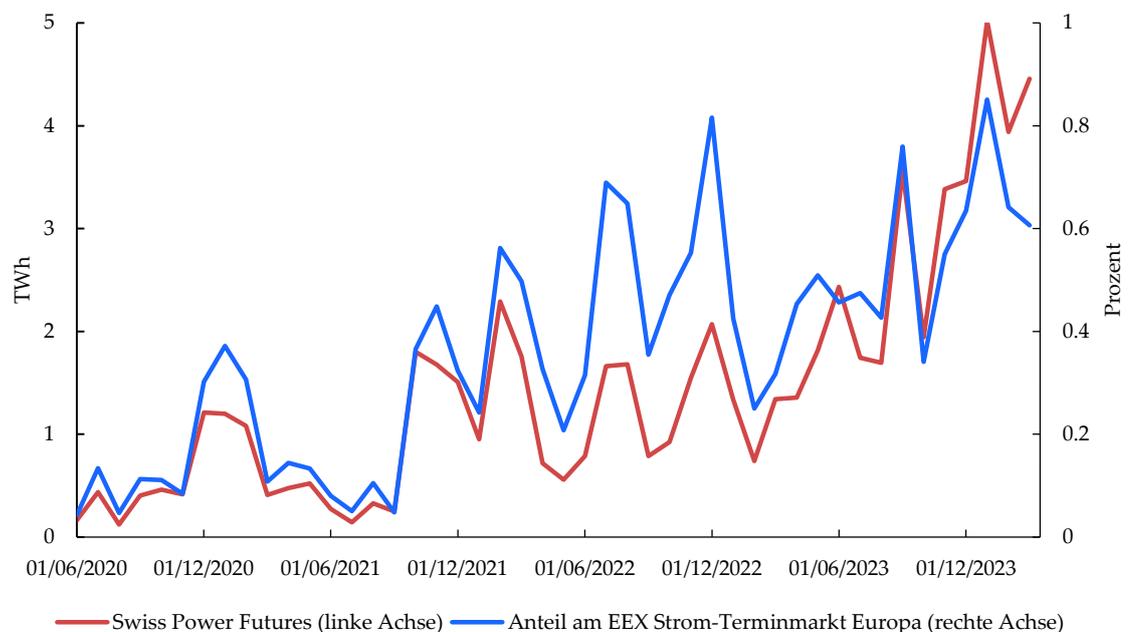
<sup>16</sup> Siehe ewi (2021). [Ein Jahr der Rekorde für den Energieträger Kohle](#).

<sup>17</sup> Siehe Swissgrid (2022). [Die Hintergründe der hohen Strompreise](#).

<sup>18</sup> Siehe GRS (2022). [Hälfte der Reaktorflotte vom Netz – welche Ursachen die Stillstände in Frankreichs Kernkraftwerken haben](#).

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.

**Abbildung 19: Volumen der Schweizer Futures und Anteil am Terminmarkt Europa**



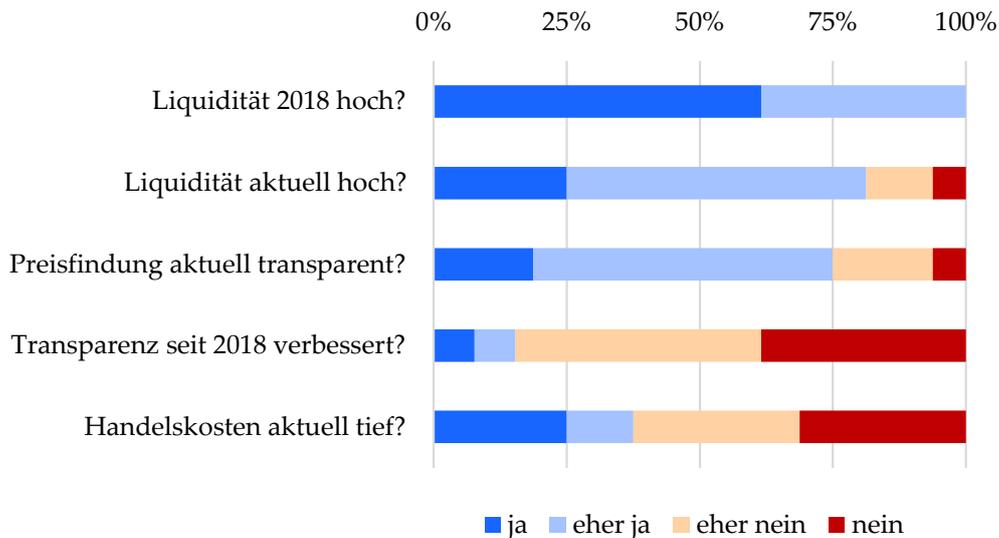
Bemerkung: Das Volumen umfasst Swiss Base und Peak Power Futures aggregiert über alle Laufzeiten.

Quelle: Swiss Economics mit Daten der EEX Monthly Reports.

### Liquidität, Preisfindung und Transparenz

**Abbildung 20** zeigt die Antworten der Marktumfrage zur Liquidität, Preisfindung und Transparenz auf der EEX. Die Liquidität an der EEX wird 2018 und aktuell als hoch eingestuft; sie scheint sich aber leicht verschlechtert zu haben. Die Transparenz auf der EEX ist gemäss befragter Unternehmen seit 2018 unverändert, wobei die Preisfindung mehrheitlich als transparent bewertet wird. Letztlich werden die Handelskosten, welche unter anderem Transaktionsentgelte oder fixe Gebühren für den Börsenzugang sowie Broker beinhalten, überwiegend als eher hoch eingestuft.

Abbildung 20: Umfrageresultate EEX (und EPEX)



Quelle: Swiss Economics mit Daten der Marktumfrage.

### 3.1.1.2 OTC-Terminmarkt

Neben den Börsen sind OTC-Terminmärkte wichtige Handelsplätze im Schweizer Strommarkt. Wesentliche gehandelte OTC-Produkte sind standardisierte Forwards, strukturierte und massgeschneiderte Produkte bis hin zu Vollversorgungsverträgen.

#### OTC-Volumen und -Preise im Vergleich zur EEX

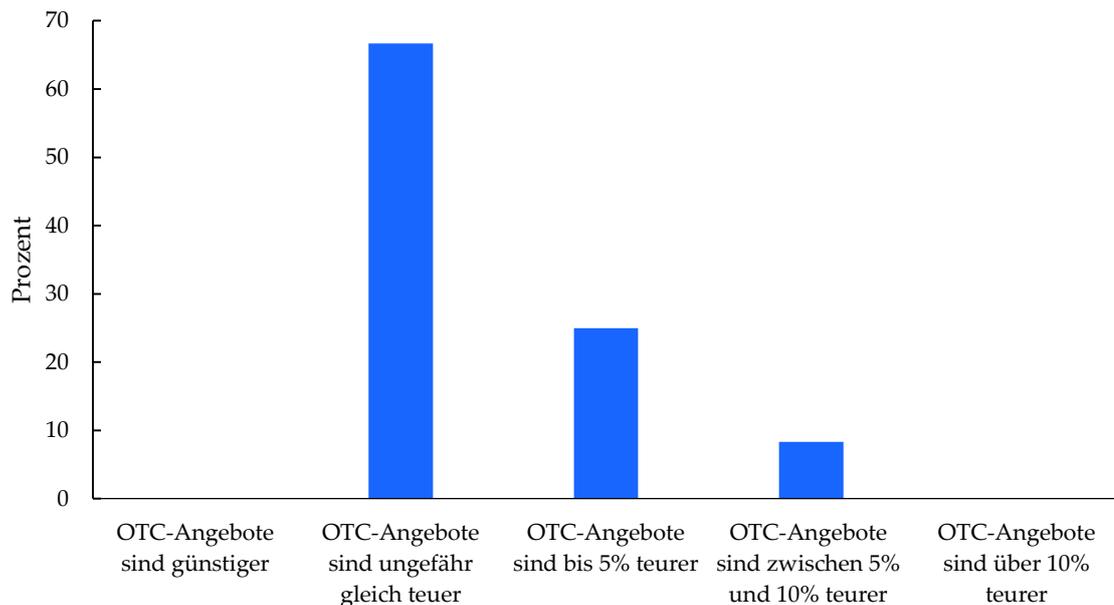
Seit Oktober 2015 sind Marktteilnehmer, die an Energiegrosshandelsmärkten handeln, angewiesen, der ElCom Transaktionsdaten zu ihren Börsen- und OTC-Geschäften (u.a. Stromderivate und -versorgungsverträge) zu übermitteln.<sup>19</sup> Die Datenlieferung seit 2015 betrifft nur Geschäfte von Schweizer Marktteilnehmern innerhalb der EU. Der ElCom ist es allerdings nicht erlaubt, die Daten für die vorliegende Untersuchung bereitzustellen. Da die gehandelten Volumina plattformübergreifend nicht erhältlich sind, müssen zur Aufteilung der Volumina Schätzungen angestellt werden. Dabei gibt es von den Akteuren teils widersprüchliche Angaben.

Aus den Antworten der Marktumfrage geht hervor, dass der Anteil der Strombeschaffung über den OTC-Markt in den Jahren 2018 und 2023 relativ stabil bei rund 60 Prozent der gesamten Strombeschaffung liegt.

Hinsichtlich Preisunterschiede zeigt die Marktumfrage in **Abbildung 21**, dass die Angebote auf dem OTC-Markt im Jahr 2023 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.

<sup>19</sup> Siehe ElCom (2015). [Marktüberwachung in der Schweiz. Aktuelle Situation und nächste Schritte](#).

**Abbildung 21: Preisunterschiede zwischen Börse und OTC-Markt**

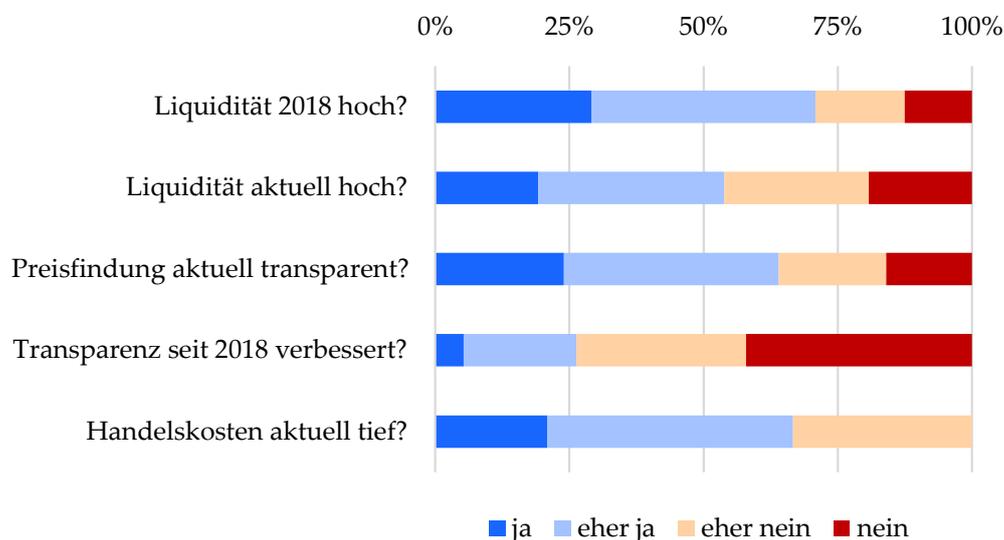


Quelle: Swiss Economics mit Daten der Marktumfrage.

### Liquidität, Preisfindung und Transparenz

Zur Beurteilung der Liquidität, Preisfindung und Transparenz auf dem OTC-Terminmarkt werden wiederum die Resultate der Marktumfrage herangezogen, siehe **Abbildung 22**.

**Abbildung 22: Umfrageresultate OTC-Markt**



Quelle: Swiss Economics mit Daten der Marktumfrage.

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. Dies lässt sich unter anderem mit dem Gegenparteirisiko im OTC-Markt erklären, welches an der Börse durch das Erfordernis zur Hinterlegung von Sicherheiten (sog. Margin Calls, vgl.

Ausführungen in Fussnote 14) praktisch inexistent ist. Bezüglich der Transparenz am OTC-Markt gab es keine signifikanten Änderungen. Die Preisfindung wird im Unterschied zur Börse als weniger transparent bewertet. Letztlich stuft die Mehrheit der Umfrageteilnehmer die Handelskosten als niedrig ein, was bei der Börse nicht der Fall ist.

Mehrere befragte Marktexperten haben 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.

### 3.1.2 Entwicklungen am Schweizer Spotmarkt

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

#### 3.1.2.1 Day-Ahead Markt

Am Day-Ahead Markt wird Strom für jede Stunde des Folgetages über eine Auktion gehandelt, die für die Schweiz einmal täglich um 11 Uhr stattfindet.<sup>20</sup>

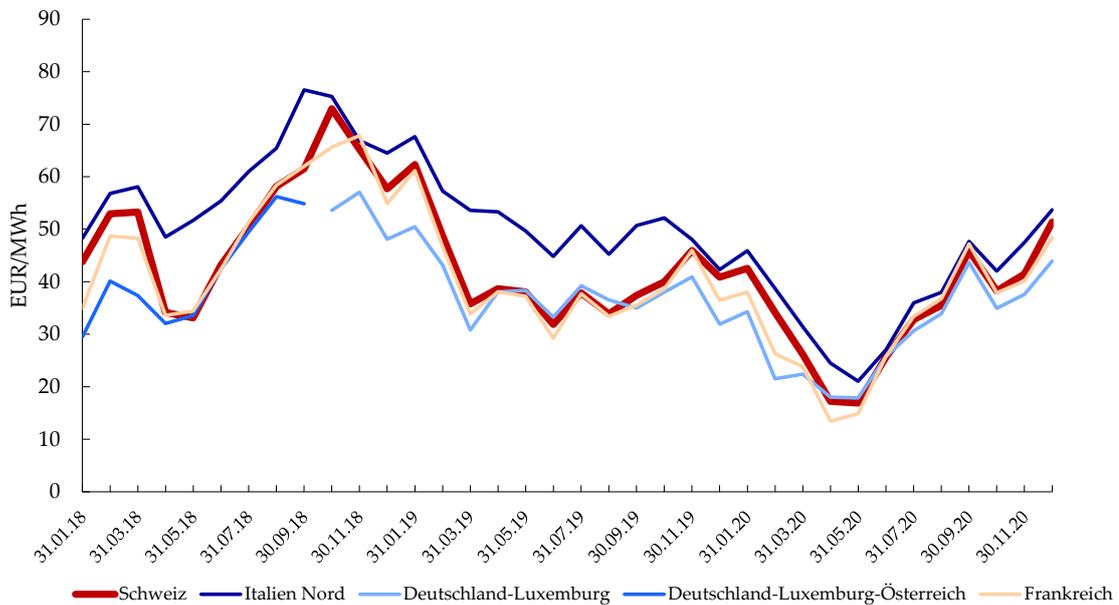
Zwischen 2018 und 2020 bewegten sich die Schweizer Day-Ahead Preise zwischen den Preisen in Italien und Deutschland. Die Schweizer Preise liegen im Winter tendenziell näher an den italienischen Preisen, während sie im Sommer näher an den deutschen Preisen orientiert waren. Sie lagen insgesamt am nächsten 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 in den Day-Ahead Preisen widerspiegelte. Diese Periode ist durch starke Schwankungen und teilweise sehr hohe Preise gekennzeichnet, wie **Abbildung 24** verdeutlicht. Mögliche Gründe dafür wurden bereits im Abschnitt zur Preisentwicklung an der EEX genannt.

---

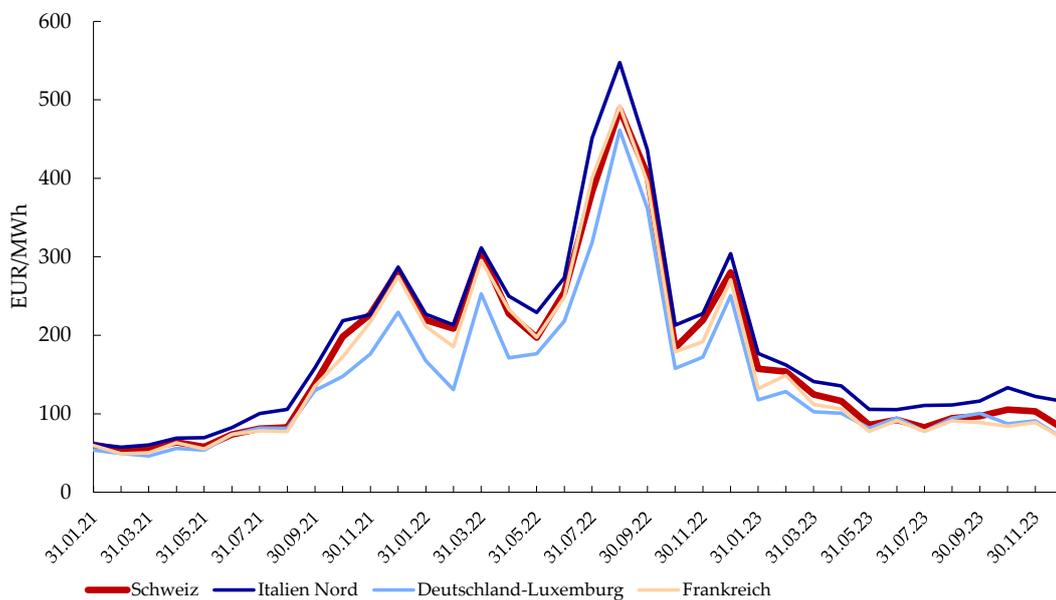
<sup>20</sup> Siehe EPEX. [Basics of the Power Market](#).

**Abbildung 23: Monatliche Day-Ahead Durchschnittspreise der Schweiz, Norditalien, Frankreich und Deutschland-Luxemburg (2018 – 2020)**



Quelle: Swiss Economics mit Daten von der ENTSO-E Transparency Platform

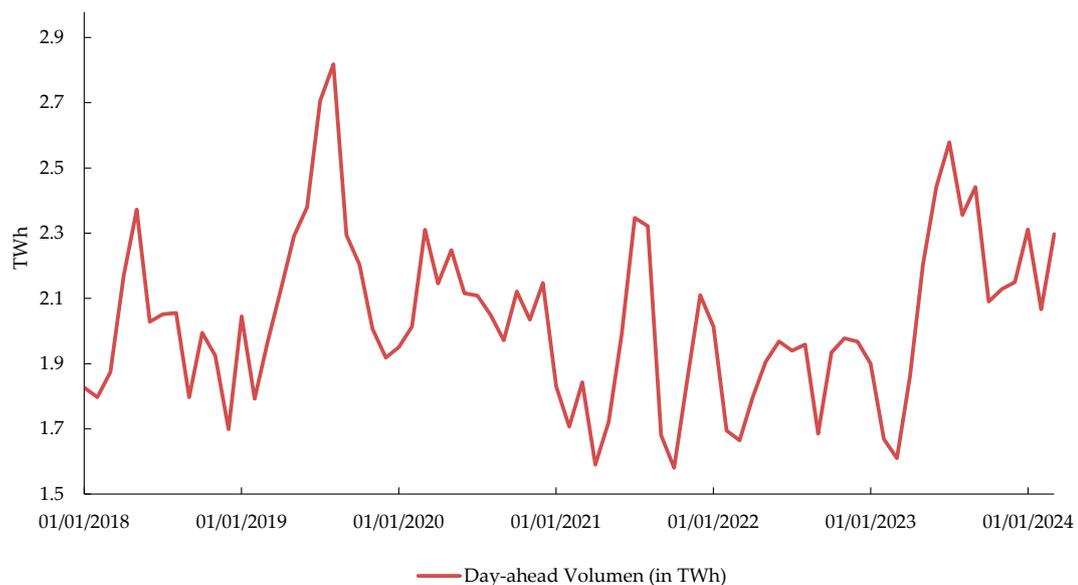
**Abbildung 24: Monatliche Day-Ahead Durchschnittspreise der Schweiz, Norditalien, Frankreich und Deutschland-Luxemburg (2021 – 2023)**



Quelle: Swiss Economics mit Daten von der ENTSO-E Transparency Platform.

Das monatliche Day-Ahead Volumen der Schweiz, wie in **Abbildung 25** dargestellt, schwankt nicht unerheblich von 2018 bis 2024, bleibt aber in einem Intervall von 1.9 TWh bis 2.5 TWh.

Abbildung 25: Monatliches Day-Ahead Volumen der Schweiz



Quelle: Swiss Economics mit Daten von EPEX Monthly Reports.

### 3.1.2.2 Intraday Markt

Am Intraday Markt der EPEX SPOT wird der gehandelte Strom am selben Tag geliefert. Für die Schweiz können Marktteilnehmer den Strom entweder über zwei Auktionen um 10:30 Uhr oder 17:40 Uhr einkaufen, oder über den kontinuierlichen Orderbuchmarkt, auf welchem 24 Stunden am Tag gehandelt werden kann.<sup>21</sup>

Seit Juni 2018 werden in wesentlichen EU-Mitgliedstaaten die Grenzkapazitäten und Energie im Intraday Handel gemeinsam gehandelt. Bei XBID (später SIDC Single Intraday Coupling) wird die Energie implizit zugeteilt, d.h. die Kapazität wird nicht separat zur Energie erworben. Obwohl die Schweiz nicht direkt an XBID beteiligt ist, haben sich die Veränderungen an den umliegenden europäischen Märkten indirekt auf den Schweizer Intraday-Markt ausgewirkt. Nach der Einführung von XBID im Jahr 2018 hat das gehandelte Volumen im Intraday Markt Schweiz stark abgenommen<sup>22</sup>, vgl. Abbildung 27 weiter unten.

Um die niedrige Liquidität am Schweizer Intraday Markt nach der Einführung von XBID zu kompensieren, hat die EPEX spezielle Intraday-Auktionen für die Schweiz etabliert. Ab dem 17. April 2019 wurden an der Grenze implizite Intraday-Auktionen eingeführt, beginnend mit dem Liefertag 18. April 2019. Bei der Auktion CH IDA 1 können Stundengebote bis 16:30 Uhr für alle Stunden des folgenden Tages abgegeben werden. Bei der Auktion CH IDA 2 können Stundengebote bis 11:15 Uhr für Lieferungen am gleichen Tag von 15:00 bis 24:00 Uhr abgegeben werden.<sup>23</sup>

<sup>21</sup> Siehe EPEX. [Trading products](#).

<sup>22</sup> Siehe ElCom (2019). [Workshop Marktüberwachung](#).

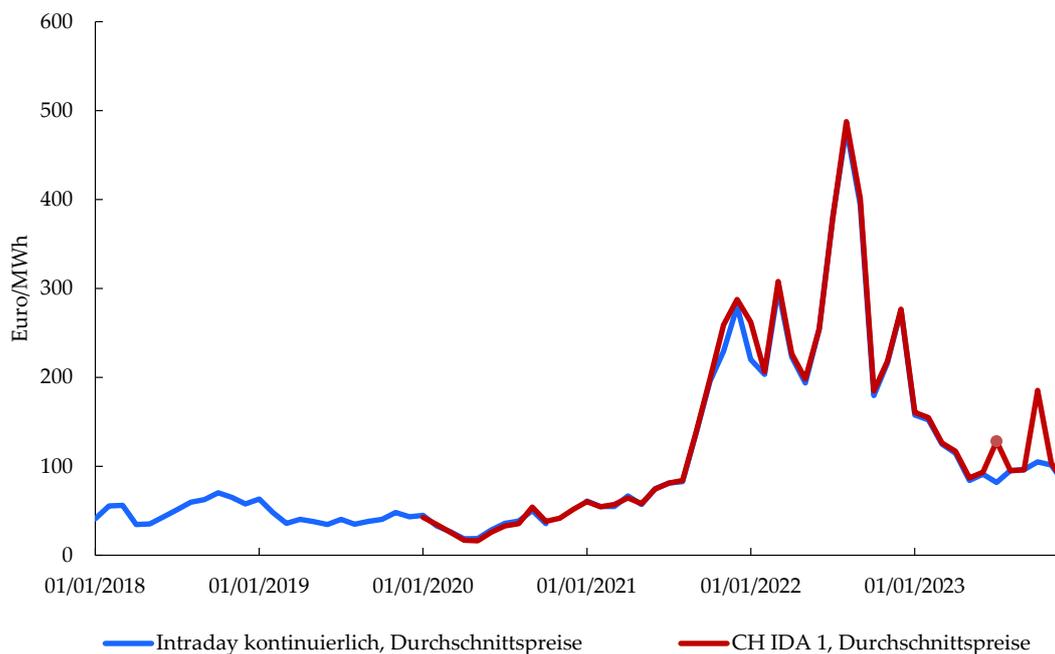
<sup>23</sup> Siehe [Studie](#) von ElCom (2022). Handelsvolumina und Preisvolatilität an den Day Ahead und Intraday Strommärkten mit Lieferort Schweiz, Deutschland und Frankreich: Belohnung für Flexibilität?

Mit der Einführung des Local Implementation Project (LIP 14) und SIDC<sup>24</sup> 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 (JAO) ersteigert werden. Auch die Zeiten für Gebote und Lieferungen wurden angepasst. Bei der Auktion CH IDA 1 können Stundengebote nun bis 17:40 Uhr für alle Stunden des folgenden Tages abgegeben werden. Bei der Auktion CH IDA 2 können Stundengebote nun bis 10:30 Uhr für Lieferungen am gleichen Tag von 12:00 bis 24:00 Uhr abgegeben werden.

### Preisentwicklung

**Abbildung 26** zeigt die monatlichen Intraday-Durchschnittspreise in der Schweiz. Die blaue Linie zeigt die durchschnittlichen Preise im kontinuierlichen Intraday-Markt und die rote Linie stellt die durchschnittlichen Preise in den Intraday-Auktionen (IDA 1) dar. Die Durchschnittspreise blieben – trotz den beschriebenen Änderungen an den Produkten – bis etwa 2021 relativ stabil. Zwischen Anfang 2021 und dem dritten Quartal 2022 begannen sie dann deutlich zu steigen, mit einem totalen Anstieg von ca. 400 Prozent. Diese Preiserhöhung korreliert mit breiteren Marktentwicklungen, welche oben diskutiert wurden.

**Abbildung 26: Monatliche Intraday Durchschnittspreise in der Schweiz**



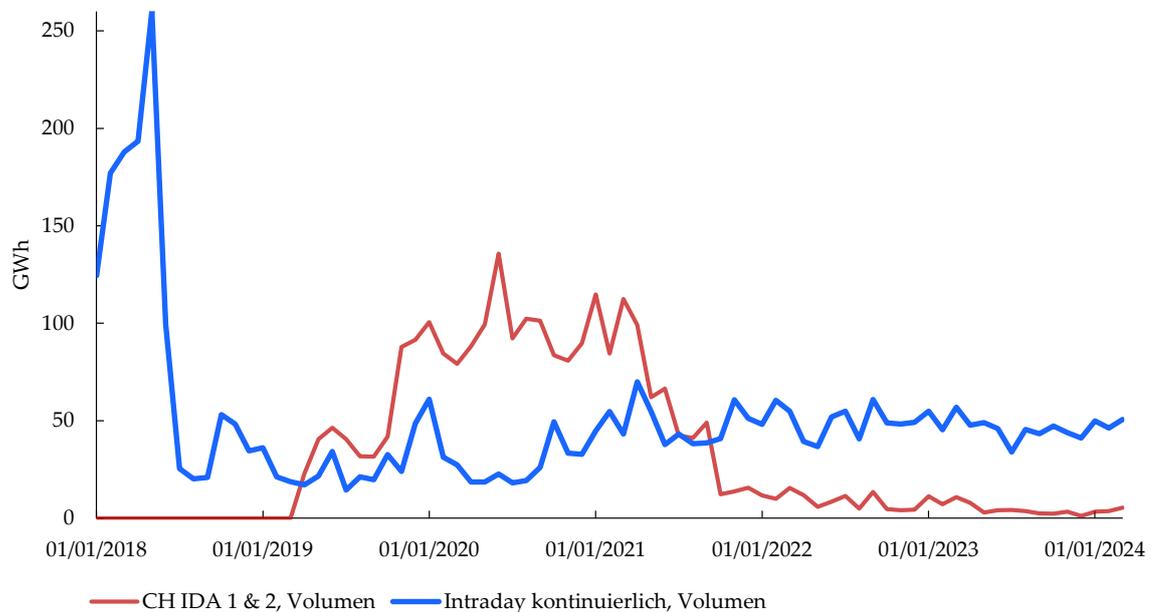
Quelle: Swiss Economics mit Daten von [Swiss Energy Charts](#).

<sup>24</sup> 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.

## Handelsvolumen

In Folge der beschriebenen Entwicklungen (Einführung von XBID im Jahr 2018) ist die Liquidität Mitte 2018 schlagartig und erheblich gesunken.

**Abbildung 27: Monatliches Intraday Volumen der Schweiz**



Quelle: Swiss Economics mit Daten von EPEX Monthly Reports.

**Abbildung 27** zeigt das monatliche Intraday-Volumen der Schweiz. Die blaue Linie, die das kontinuierlich gehandelte Volumen im Schweizer Intraday-Markt darstellt, weist nach der Einführung von XBID am 13. Juni 2018 einen deutlichen Rückgang auf. Diese Abnahme ist auf die Integration der grenzüberschreitenden Handelskapazitäten innerhalb Europas zurückzuführen, was sich indirekt auf die Marktpraktiken in der Schweiz auswirkte.

Die rote Linie in **Abbildung 27** stellt das über die Intraday-Auktionen (IDA 1 und IDA 2) gehandelte Volumen dar. Die Einführung der Intraday-Auktionen im April 2019 half, das gesamte Handelsvolumen zu erhöhen. Es gibt jedoch bemerkenswerte Volatilität und Anpassungen, insbesondere im September 2021, als die Auktionen an der schweizerisch-italienischen Grenze von implizit zu explizit umgewandelt wurden.

### 3.2 Markt für Herkunftsnachweise (HKN)

Erzeuger erhalten für ihre ins Schweizer Netz eingespeiste Energie Herkunftsnachweise ausgestellt, welche Zeitraum, Ort und Art der Erzeugung dokumentieren.

Dies geschieht vor dem Hintergrund, dass Strom, sobald er ins Netz eingespeist wird, homogen ist und somit aus Sicht der Endkunden keine Unterscheidung zwischen verschiedenen Erzeugungstechnologien und Einspeiseorten mehr gemacht werden kann. Um gegenüber Endkunden Transparenz zu schaffen, müssen Lieferanten ihre Endkundinnen seit 2006 einmal jährlich über den gelieferten Strommix informieren (jahresbasierte

Stromkennzeichnung). Hierzu müssen sie im Umfang ihres Stromverkaufs Herkunftsnachweise beschaffen und bei Pronovo hinterlegen bzw. entwerten. Pronovo ist im Auftrag des Bundes verantwortlich für das Herkunftsnachweissystem und stellt sicher, dass HKN nicht doppelt entwertet werden können.

Der Handel von HKN erfolgt durch eigenständige Zertifikate und ist vom physischen Stromfluss somit vollständig entkoppelt.

### Regulatorische Entwicklungen

Mit dem Inkrafttreten des neuen Energiegesetzes im Jahr 2018 wurde die Transparenz bei der Stromkennzeichnung weiter erhöht. Die Kategorie «Nicht überprüfbare Energieträger (Graustrom)» wurde abgeschafft. Seither müssen alle Energieträger entweder als «Erneuerbare Energien» oder als «Nicht erneuerbare Energien» gekennzeichnet werden.

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. D.h. europäische HKN können weiterhin importiert und entwertet werden. Schweizer HKN können jedoch nicht mehr in EU-Länder entwertet werden. Es ist jedoch zu beachten, dass die Nichtanerkennung der Schweizer HKN in der EU nur eine untergeordnete Bedeutung für die Wertigkeit der Schweizer HKN hat. In der Schweiz besteht im Gegensatz zur EU die Pflicht, den gesamten Stromabsatz durch HKN zu decken, was eine entsprechende Nachfrage und damit eine stabile Wertigkeit der HKN schafft.

Im Jahr 2027 wird die **quartalscharfe Stromkennzeichnung** eingeführt. D.h. in Zukunft ist es nicht mehr möglich für die Kennzeichnung des Stromverbrauchs im Winter HKN aus der Sommerproduktion zu verwenden. Gemäss dem Bundesrat ist das Ziel dieser Anpassung, die Saisonalität von Stromproduktion und -verbrauch besser abzubilden und die Transparenz für die Endkundinnen zu erhöhen<sup>25</sup>. Die Umstellung dürfte die Verfügbarkeit von HKN in den Winterquartalen reduzieren mit einer erhofften preislichen Differenzierung zwischen Winter- und Sommer-HKN. Bei der Umstellung auf quartalscharfe Stromkennzeichnung ist zudem mit einer hohen Volatilität der HKN-Preise zu rechnen, insbesondere je nach effektiver Wasserkraftproduktion. Mit den erwarteten höheren HKN-Preisen geht ein Mitnahmeeffekt einher, da auch Bestandsanlagen von den Zusatzerträgen profitieren, nicht allein Investitionen in neue Anlagen.

### Entwicklung der Abgänge

**Abbildung 28** illustriert, wie sich die «Abgänge» der HKN zwischen 2019 und 2022<sup>26</sup> entwickelt haben. Sie zeigt, dass im Durchschnitt ungefähr 75 Prozent der HKN in der Schweiz entwertet wurden. Exporte waren vor der Nichtanerkennung für knapp 10 Prozent und

---

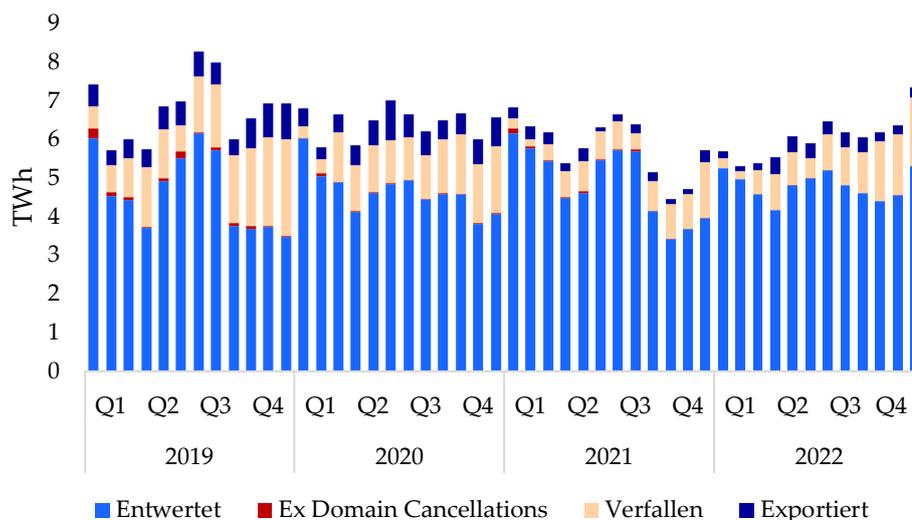
<sup>25</sup> Siehe [Medienmitteilung](#) des UVEK vom 24. Mai 2023.

<sup>26</sup> Die Daten für das Jahr 2023 waren per 01.07.2024 noch nicht verfügbar.

seither für knapp 5 Prozent der Abgänge verantwortlich<sup>27</sup>. Gemäss einem befragten Experten hat die Nicht-Reziprozität einen Einfluss auf die Preise für HKN. Die Preise in der Schweiz sind in der Regel höher als in Deutschland. Der Spread habe sich jedoch jüngst verringert. Abbildung 28 zeigt, dass die verbleibenden 10 – 20 Prozent der ausgestellten HKN ungenutzt verfallen. Laut Experten hat dies verschiedene Gründe, z.B. dass die Kosten bei gewissen HKN (z.B. Kernkraft) unwesentlich sind. Diese Einschätzung wird von Daten von GreenPowerHub zum Jahr 2023 bestätigt. Gemäss diesen Daten wurde im Durchschnitt weniger als 0.1 CHF/MWh für Kernkraft HKNs bezahlt. Ausserdem zeigen die Daten von Pronovo, dass der Energieträger von knapp 90 Prozent der ungenutzt verfallenen HKN im Jahr 2022 Kernkraft war.

Die Zusammensetzung der Energieträger der entwerteten HKN hat sich zwischen 2019 und 2022 leicht verändert. Weiterhin basieren ungefähr 20 Prozent der HKN auf Kernkraft. Der Anteil der Wasser-HKN ist leicht rückläufig, beträgt aber weiterhin ungefähr 70 Prozent. Der Anteil von Wind- und Sonnen-HKN hat sich am stärksten verändert. Er ist von ungefähr 2 Prozent auf knapp 7 Prozent gestiegen.

**Abbildung 28: Abgänge Herkunftsnachweise**



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.

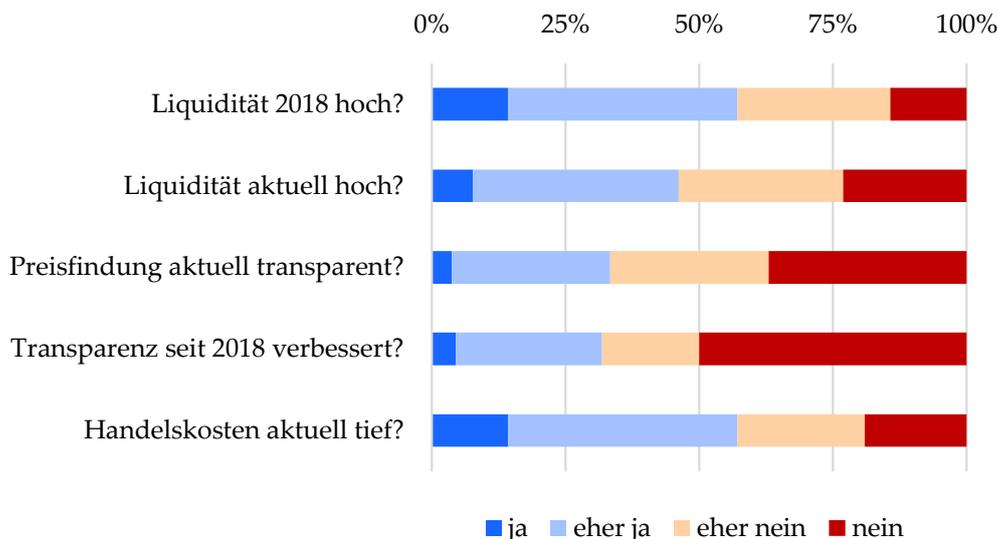
Quelle: Swiss Economics mit Daten von Pronovo

<sup>27</sup> Im Jahr 2022 wurden 75% der exportierten HKN, zuvor aus einem anderen EU-Land importiert. Die Schweizer HKN, die ab dem 01. Juli 2022 exportiert werden, können weiterhin im freiwilligen Markt eingesetzt werden, wenn dies das Exportland explizit zulässt.

## Entwicklung der Preistransparenz und Liquidität

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.

Abbildung 29: Resultate der Marktumfrage bzgl. HKN



Quelle: Swiss Economics

Die Marktumfrage (**Abbildung 29**) legt nahe, dass diese Veränderungen zunächst Transparenz und Liquidität eher reduziert haben. Der Markt ist stärker durch OTC-Geschäfte geprägt, was sich für Aussenstehende in einer tieferen Preistransparenz und Liquidität zeigt. Gleichzeitig wird die Liquidität inhärent auch durch die eingeschränkte Verfügbarkeit von Schweizer HKN für Erneuerbare geprägt.

Die Preisentwicklung der HKN in der Grundversorgung und am freien Markt werden in Abschnitt 4.3.2 beschrieben.

### 3.3 Markt für Bezugsverträge (PPAs)

Eine wichtige Entwicklung im Strommarkt seit 2018 sind langfristige Stromabnahmeverträge, sogenannte Power Purchase Agreements (PPAs). Ihre Bedeutung wird durch die neuen Vorgaben im Mantelerlass<sup>28</sup> noch zunehmen. Generell besteht bezüglich der genauen Definition keine Einigkeit. Nachfolgend wird folgende Abgrenzung vorgenommen:

- Unter **PPAs im weiteren Sinn** werden Stromabnahmeverträge verstanden, welche zwischen einem Stromerzeuger und einem Kunden (z.B. einem Energieversorger oder

<sup>28</sup> Demzufolge müssen Grundversorger künftig bei fehlender Eigenproduktion einen erforderlichen Mindestanteil mit Bezugsverträgen abdecken müssen (Art. 6 Abs. 5 neues StromVG).

einem Unternehmen) langfristig zu einem vorgängig festgelegten Preis abgeschlossen werden.

- **PPAs im engeren Sinn** stellen einen Stromabnahmevertrag dar, der Strom aus einem spezifizierten Kraftwerk in eine Bilanzgruppe ausstellt und die zugehörigen HKN zur Verfügung stellt.

Im Folgenden werden die Entwicklungen am Schweizer PPA-Markt, die in der Schweiz verfügbaren PPA-Angebote und ein Vergleich mit dem europäischen PPA-Markt betrachtet. Sofern nichts anderes vermerkt, beziehen sich die Aussagen **auf PPAs im engeren Sinn**.

### 3.3.1 PPA-Markt in der Schweiz

#### Entwicklungen am Schweizer PPA-Markt

Genaue Zahlen zu der Entwicklung von PPA sind nicht verfügbar. Da es sich bei PPA um ein Origination-Geschäft<sup>29</sup> handelt, werden diese auch nicht standardisiert auf einer Börse gehandelt, sondern nach Kundenwünschen angepasst und ein Preis festgelegt.

Unter dem Namen AlpinSolar wurde 2021 das erste öffentlich bekannte Schweizer PPA abgeschlossen. Dabei handelt es sich um eine alpine Solaranlage an der Muttseestaumauer, welche von Axpo und IWB gebaut wurde und 20 Jahre lang Strom für Denner liefert<sup>30</sup>. In den folgenden Jahren gab es weitere öffentlichkeitswirksame Projekte wie das 5-jährige PPA des Wasserkraftwerks Mauvoisin, welches die Axpo 2022 mit Nestlé Schweiz abgeschlossen hat<sup>31</sup> oder dem Agri-Photovoltaik PPA, welches die Romande Energie 2024 mit Denner unterzeichnet hat<sup>32</sup>. Seit Anfang 2022 ist ein weiterer Anstieg der Nachfrage nach langfristigen PPA zu beobachten. Da der Ausbau grösserer Solarprojekte («Solarexpress») ins Stocken geraten ist, gab es jedoch angebotsseitig noch keinen Anstieg. Die Verfügbarkeit von PPA auf dem Schweizer Markt scheint, je nach Quelle und der zugrunde gelegten Definition von PPA, noch gegeben. Es lässt sich jedoch eine zunehmende Verknappung des Angebots beobachten. Ein weiterer Grund für die geringe Liquidität ist die Preisfindung, welche eine generelle Hürde darstellt, sowie Förderinstrumente im Rahmen der EnV, die in Konkurrenz zu PPAs stehen.

Die durchschnittlich gehandelte Kapazität beträgt 1 – 3 MW. Kumuliert auf 10 Jahre ergibt dies beachtliche Mengen. Im Falle von PPA aus Wind oder PV liegen die Kapazitäten tiefer als bei Wasserkraft.

Für die Mehrheit der befragten Unternehmen (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

---

<sup>29</sup> Das Origination-Geschäft beinhaltet die individualisierte Energiebeschaffung und den Vertrieb für Dritte.

<sup>30</sup> Siehe <https://www.alpinsolar.ch/AlpinSolar> (2021).

<sup>31</sup> Siehe [Medienmitteilung Axpo](#) vom 09. Februar 2022.

<sup>32</sup> Siehe [Medienmitteilung Romande Energie](#) vom 18. April 2024.

Angebotsseite gibt es drei Unternehmen, welche PPAs für Schweizer Strom anbieten und 2 Unternehmen, welche gerne mehr PPAs für Schweizer Strom anbieten würden.

### **Akteure**

Die wichtigsten Anbieter von PPA in der Schweiz sind die Axpo, die BKW und die Alpiq, aber auch weitere grössere Produzenten. Die Erzeuger sind einerseits die Anbieter, welche ihre Eigenproduktion vermarkten, aber auch Dritte wie beispielsweise AlpinSolar. Ihre Ziele sind die Festlegung eines fixen Preises zukünftiger Stromproduktion und Absicherung von Investition in neue Kraftwerke. Typische Abnehmer sind grosse Industriebetriebe wie Chemiefirmen oder Multi-Site-Kunden wie die Detailhandelsketten, welche über gepoolte Standorte verfügen, Kantonswerke und auch grössere Versorger im Allgemeinen. Kleinere VNB treten selten als selbstständige Nachfrager auf, da sich das Risk/Reward-Verhältnis für sie nicht lohnt. Die Abnehmer benötigen ein sehr gutes Rating, da aufgrund der Dauer der Verträge das Gegenpartearisiko langfristig abgeschätzt werden muss. Sie nutzen PPA in der Absicherung zukünftiger Strompreise und für das Erreichen von Nachhaltigkeitszielen durch die physische Produktion von lokaler und erneuerbarer Energie.

### **Vertragslösungen**

Bei PPA gibt es ein sehr breites Spektrum an Produkten, die nach Kundenbedürfnissen angepasst werden können. Primär wird zwischen On-site und Off-site PPA unterschieden. Bei On-site PPA wird der Strom direkt von der Anlage, welche sich auch 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 wird zudem unterschieden zwischen physischen und virtuellen PPA. Bei physischen PPA wird die Energie in das Schweizer oder europäische Netz eingespeist und der Kunde mit den entsprechenden Mengen zum vereinbarten PPA Preis beliefert. Bei virtuellen PPA handelt es sich um Finanzkonstrukte, in welchen die Kunden die Differenz aus dem PPA Preis und Spotpreis erhalten bzw. zahlen und dafür HKN erhalten, die Energie jedoch von einem anderen Lieferanten (meist auch in einem anderen Land) beziehen. Die virtuellen PPA entsprechen dabei Contracts for Differences (CfDs) mit einer ähnlichen Wirkung wie die eingeführte gleitende Marktprämie.<sup>33</sup> Die Nachfrage nach virtuellen PPA ist in der Schweiz gering, da die Energie nicht direkt aus lokalen erneuerbaren Kraftwerken stammt.

Die PPA reichen von «Pay as produced»-Verträgen, in welcher der Käufer die gesamte in der Anlage produzierte Energiemenge oder einen vorgängig festgelegten Prozentsatz davon zum PPA-Preis kauft, bis hin zu «Pay as nominated»-Verträgen, in welchen die

---

<sup>33</sup> Die Erzeuger erhalten dabei eine garantierte Vergütung für die erzeugte Energie, unabhängig vom Marktpreis.

Anlagebetreiber die Mengenrisiken tragen. Gestützt auf die Expertengespräche werden in der Schweiz mehrheitlich «Pay as produced»-Verträge abgeschlossen. Bei PPA im weiteren Sinn sind auch Baseload-Produkte verbreitet.

Die Dauer des PPA-Vertrages wird kraftwerksspezifisch festgelegt. Nach Angaben mehrerer befragter Experten liegt die normale Laufzeit im Schweizer Markt zwischen 5 und 15 Jahren, wobei die meisten PPAs eine Laufzeit von 6 und 10 Jahren haben. Die längste genannte Laufzeit lag bei 20 Jahren.

Im Gegensatz zu PPA im weiteren Sinn sind Herkunftsnachweise bei PPA im engeren Sinn in den Verträgen inbegriffen. Auf der Kundenseite lassen sich hierbei unterschiedliche Bedürfnisse identifizieren. Für einige Kunden spielt der Standort eine entscheidende Rolle, da sie eine regionale Produktion bevorzugen. Für gewisse Industriekunden sind zudem neue erneuerbare Energien von Bedeutung. Die HKN sind bei gepoolten PPA i.d.R. nicht kraftwerks-, sondern technologiebezogen.

In der Schweiz werden aktuell vor allem PPA aus bestehenden Wasserkraftanlagen gehandelt. Es handelt sich hierbei um gepoolte Wasserkraft, welche aus Speicher- und Laufkraftwerken gewonnen wird. Zusätzlich gibt es noch vereinzelt PPA bei grossen Solaranlagen. Der Ausbau von alpinen Solaranlagen oder Windenergie hat das Potenzial, die Entwicklung von PPA auch in diesen Bereichen voranzutreiben, jedoch sind die entsprechenden Anlagen aktuell noch nicht vorhanden.

Nach der Einschätzung der befragten Experten gibt es bei der Preisgestaltung der PPA zwischen den Anbietern signifikante Unterschiede. Das Pricing des PPA hängt auch von der Ausgangslage des Anbieters ab. Erzeuger ohne Grundversorgung haben einen höheren Hedging-Bedarf zukünftiger Energiemengen und bieten daher tendenziell niedrigere Preise an. Auch unterschiedliche Gestehungskosten und Marktpreisprognosen können Unterschiede erklären.

### 3.3.2 Schweizer PPA-Markt im europäischen Vergleich

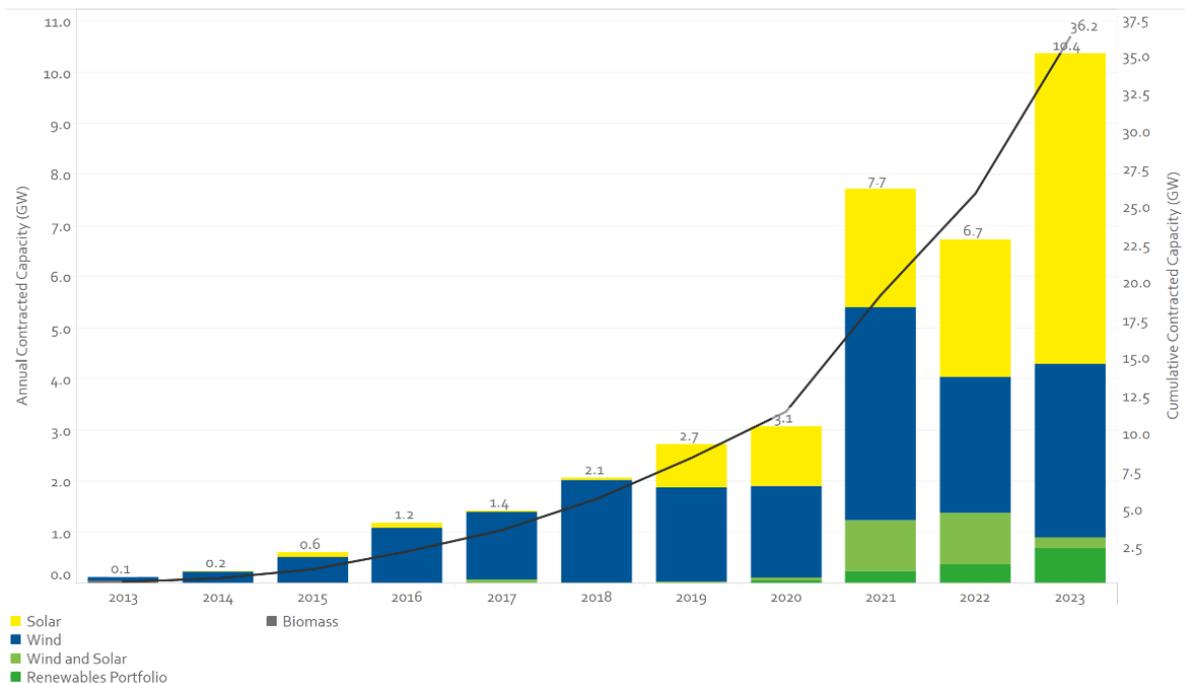
Im Ausland ist die Ausgangslage für PPA eine andere: Ein Investor plant den Bau einer Anlage, die von Energielieferanten in ihr Portfolio aufgenommen wird. Der Produktionsmix zwischen Schweizer und ausländischen PPA ist unterschiedlich. Im Ausland dominieren vor allem neue erneuerbare (Wind, PV) und nicht steuerbare Energien, wodurch PPA in erster Linie der Risikoabsicherung von Investitionen dienen. In der Schweiz sind Investitionen in die Wasserkraft schon grossmehrheitlich getätigt und die Produktion ist steuerbar. Erzeuger von nicht steuerbarer Energie haben i.d.R. ein grösseres Bedürfnis, einen Abnehmer zu finden, welcher die gesamte produzierte Energie in sein Portfolio aufnimmt.

Im deutschen Markt gibt es mehr Möglichkeiten und beispielsweise auch PPAs für 2 bis 5 Jahre. Auch Schweizer Anbieter wie die Axpo oder BKW sind in deutschen und anderen europäischen Märkten aktiv. Sie sind auf beiden Seiten (Erzeuger und Abnehmer) tätig.

**Abbildung 41** zeigt das starke Wachstum des europäischen PPA-Marktes. Seit dem Jahr 2020 ist der PPA-Markt um 250 Prozent gewachsen. Die stärkste Zunahme gab es bei PPA

aus Solarenergie, welche 2018 noch nahezu inexistent waren und bei welchen nach einer Versechsfachung des Volumens seit 2020 im Jahr 2023 bereits 6.1 GW gehandelt wurden. Das europäische Land mit der höchsten gehandelten Kapazität an PPA ist Spanien mit einer bisher gehandelten Kapazität von 8.1 GW, gefolgt von Deutschland (4.6 GW) und Schweden (4.2 GW).

**Abbildung 30: Entwicklung des europäischen PPA-Marktes**



Quelle: resource-platform.eu

Im Vergleich zum europäischen PPA-Markt ist die Entwicklung des Marktes in der Schweiz, insbesondere angebots- als auch volumenmässig, noch am Anfang.<sup>34</sup> Durch den Bau grösserer Solaranlagen und Windkraftwerke ist in der Zukunft eine Zunahme zu erwarten. Zudem ist der Mantelerlass ein fördernder Aspekt für die Entwicklung von PPA, da durch Grundversorger mit fehlender Eigenproduktion ein Nachfrageimpuls zu erwarten ist.

### 3.4 Markt für Regelernergie

Die Frequenz der Stromnetze beträgt 50 Hertz. Eine stabile Netzfrequenz kann folglich nur dann gewährleistet werden, wenn ein Gleichgewicht zwischen der erzeugten und der verbrauchten elektrischen Leistung besteht. Das bedeutet, dass die Produktion präzise dem Bedarf folgen muss. In der Schweiz ist die Swissgrid für einen sicheren leistungsfähigen und effizienten Netzbetrieb verantwortlich. Um den Netzbetrieb zu gewährleisten, kontrahiert die Swissgrid Regelleistung und Regelernergie.

<sup>34</sup> Derzeit sind keine Daten über die gesamte PPA-Leistung in der Schweiz verfügbar, weshalb ein quantitativer Vergleich nicht möglich ist.

Die Regelleistung wird von Swissgrid in speziellen Auktionen am Markt beschafft, um auf unvorhergesehene Differenzen zwischen Stromproduktion und -verbrauch reagieren zu können. Wenn es zu physikalischen Differenzen kommt, wird die Regelernergie in einem dreistufigen System eingesetzt: Primär-, Sekundär-, und Tertiärregelenergie.

Die Finanzierung der Beschaffungskosten für Regelleistung und Regelernergie erfolgt auf unterschiedliche Weise. Die Kosten für die Regelleistung werden in den allgemeinen Systemdienstleistungstarif von Swissgrid integriert, während die Kosten für die Regelernergie 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 Regelernergie anfallen. Die Differenz zwischen diesen Erlösen und den Regelergiekosten verringert daher die Kosten, die dem allgemeinen Systemdienstleistungstarif zugrunde liegen (Art. 22 Abs. 2 StromVV). Bis Jahresende soll ein neuer symmetrischer AEPM entwickelt werden, der Anfang 2026 eingeführt wird. Dieser würde es den Bilanzgruppen ermöglichen, nicht nur ihre Fahrplanteure zu wahren, sondern auch zur Systemstabilisierung beizutragen und dabei zu verdienen.

### 3.4.1 Primärregelung

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<sup>35</sup>, wobei die Beschaffungsmenge jährlich von der ENTSO-E festgelegt und zugeteilt wird.

Die Beschaffung der primären Regelleistung erfolgt in einem gemeinsamen Markt (FCR<sup>36</sup> Cooperation) zusammen mit den Übertragungsnetzbetreibern aus Österreich, Belgien, Tschechien, Dänemark, den Niederlanden, Frankreich, Deutschland und Slowenien (Stand Juni 2024). Die FCR Cooperation arbeitet derzeit mit täglichen Auktionen, bei denen vierstündige symmetrische Produkte<sup>37</sup> versteigert werden. Diese Auktionen finden jeden Tag statt und gelten für den nächsten Liefertag<sup>38</sup>. Die Vergütung erfolgt nach dem Prinzip «pay-as-cleared», wobei die abgerufene Primärregelenergie nicht zusätzlich vergütet wird.

Swissgrid hat zusammen mit weiteren Übertragungsnetzbetreibern die Crowd-Balancing-Plattform «Equigy» gegründet<sup>39</sup>. 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.

---

<sup>35</sup> Siehe Swissgrid (2022). [Grundlagen Systemdienstleistungsprodukte](#).

<sup>36</sup> FCR steht für Frequency Containment Reserve.

<sup>37</sup> Anbieter müssen mehr Leistung einspeisen oder verbrauchen können in diesem Zeitraum.

<sup>38</sup> Siehe Webseite ENTSO-E.

<sup>39</sup> Siehe Webseite Swissgrid.

### 3.4.2 Sekundärregelung

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 werden<sup>40</sup> und beträgt ungefähr 400 MW. Abweichungen von dieser Menge sind möglich, da sich die Mengen je nach Preisen zwischen den Märkten für Sekundär- und Tertiärregelleistung verschieben.

Swissgrid ist Teil der europäischen IN<sup>41</sup>-Plattform, die aus der regionalen IGCC<sup>42</sup>-Plattform hervorgegangen ist. Sie ist weiterhin unter dem Namen IGCC bekannt. Das Ziel dieses Netzregelverbands zwischen 28 europäischen Übertragungsnetzbetreibern ist das Vermeiden gegenläufiger Aktivierungen von Regelenergie. Durch die Teilnahme muss Swissgrid jährlich ungefähr 420 GWh weniger Sekundärregelenergie (SRE) einsetzen und spart bei normalen Preisen CHF 4 bis 5 Millionen<sup>43</sup>. Aufgrund der hohen Preise in den Jahren 2022 und 2023 wurden CHF 27 respektive 24 Millionen eingespart<sup>44</sup>.

Die Beschaffung der vorgehaltenen Sekundärregelleistung (SRL) erfolgt mittels separater Auktionen für positive und negative Leistung in der Vorwoche. Teilnehmer müssen die Leistung eine Woche vorhalten können. Die Entschädigung für die vorgehaltene Menge basiert auf dem «pay-as-bid» Prinzip. Die Beschaffung der positiven (SRE+) und negativen (SRE-) Sekundärregelenergie erfolgt mittels separater Auktionen. Seit Juni 2022 können zusätzlich zu den verbindlichen SRE-Geboten (aus der beschafften SRL-Menge) auch freiwillige Angebote bis 25 Minuten vor Lieferung platziert werden. Die Vergütung für die SRE+ und SRE-, die abgerufen wird, wird von Swissgrid seit Juni 2022 durch ein marktbasierendes Verfahren bestimmt, welches an PICASSO<sup>45</sup> angelehnt ist<sup>46</sup> und dem «pay-as-cleared» Prinzip folgt. Es 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 SRE in Europa organisiert ist.<sup>47</sup>

Swissgrid plant die Einführung eines Tagesprodukts, um den Markt für Sekundärregelung für weitere Anbieter attraktiver zu gestalten und so das Angebot zu erhöhen.<sup>48</sup>

---

<sup>40</sup> Siehe ElCom (2021). [Regelleistung und Regelenergie](#).

<sup>41</sup> IN steht für Imbalance Netting.

<sup>42</sup> IGCC steht für International Grid Control Cooperation.

<sup>43</sup> Siehe Swissgrid (2021). [Factsheet - International Grid Control Cooperation \(IGCC\)](#).

<sup>44</sup> Siehe die Berichte [Regelleistung und Regelenergie](#) der ElCom.

<sup>45</sup> PICASSO steht für Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation.

<sup>46</sup> D.h., Die Schweiz ist technisch bereit, um an PICASSO angeschlossen zu werden.

<sup>47</sup> Siehe Swissgrid (2022). [Jahresbericht](#).

<sup>48</sup> Quelle: Expertengespräch.

### 3.4.3 Tertiärregelung

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-clear». Es werden TRL-Auktionen für zwei Produkte durchgeführt: ein Wochenprodukt und ein vier-Stunden-Produkt. Teilnehmer müssen die Leistung entweder eine Woche oder vier Stunden vorhalten können. Die Anbieter geben ein separates Angebot für den Preis der Tertiärregelenergie (TRE) ab, die abgerufen wird. Das Angebot für den positiven (TRE+) oder negativen (TRE-) TRE-Preis kann bis 25 Minuten vor Abruf angepasst werden.

Im Februar 2020 hat Swissgrid den integrierten Markt (IM) eingeführt, was bedeutet, dass Energie für die Unausgeglichenheiten der Bilanzgruppen und internationale Redispatches<sup>49</sup> über denselben Markt abgewickelt werden. Der IM hat zu einer Verlängerung der Merit Order geführt. Der Abruf der Gebote funktionierte bisher, unabhängig von dem Verwendungszweck der Energie, nach dem Prinzip «first come, first served». Dieses Prinzip wird angepasst. **Box 1** beschreibt, inwiefern die Anpassung den Preismechanismus am IM verändert.

Swissgrid ist Teil der TERRE<sup>50</sup>-Plattform, die den Austausch von langsamer TRE in Europa ermöglicht. TERRE hat nach eigenen Angaben im Jahr 2023 einen Wohlfahrtsüberschuss von ungefähr 280 Millionen Euro generiert<sup>51</sup>. Gemäss Swissgrid ist die Teilnahme jedoch aufgrund des fehlenden Stromabkommens gefährdet. Die TERRE-Plattform wird per Ende 2025 eingestellt. Die Einstellung ist auf die EMDR<sup>52</sup> zurückzuführen, welche inkompatible Rahmenbedingungen für den (weiter-)Betrieb von TERRE einführt. Swissgrid ist bislang nicht Teil der MARI<sup>53</sup>-Plattform, die innerhalb des europäischen Strombinnenmarkts den Austausch von schneller TRE ermöglicht. Seit 2022 wäre die Schweiz MARI-kompatibel.<sup>54</sup>

---

<sup>49</sup> 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.

<sup>50</sup> TERRE steht für Trans European Replacement Reserves Exchanges. An der Plattform sind inklusive der Swissgrid sechs ÜNBs beteiligt (Stand Juni 2024).

<sup>51</sup> Siehe MESC meeting (2024). [Update on Balancing Platforms](#).

<sup>52</sup> EMDR steht für Electricity Market Design Regulation.

<sup>53</sup> 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.

<sup>54</sup> Gemäss der ECom wäre eine Teilnahme je nach Auslegung des EU-Rechts auch ohne einen Stromabkommen möglich, allerdings wird die Zulassung durch die EU erschwert.

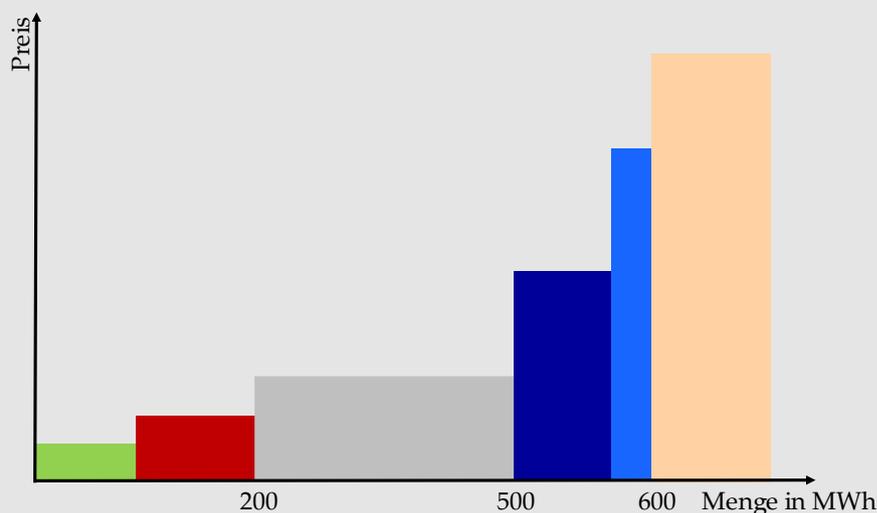
### Box 1: Entwicklungen am integrierten Markt

Der IM ist Schweiz-spezifisch. Er wurde im Februar 2020 eingeführt. Bisher wurden die Abrufe in einem 15-minütigen Zeitfenster chronologisch bearbeitet («first come, first served»). D.h. wenn ein grosser internationaler Redispatch über 500 MWh vor einem Regelzonenausgleich über 100 MWh ausgelöst wurde, wurden dem internationalen Redispatch die Gebote für die ersten 500 MWh auf der Merit Order zugeteilt mit den entsprechenden Preisen. Dem Regelzonenausgleich wurden anschliessend die nächsten 100 MWh auf der Merit Order zugeteilt mit unter Umständen deutlich höheren Preisen für die verbleibenden Gebote. **Abbildung 31** zeigt eine schematische Merit Order des IM mit sechs Geboten, dargestellt in den Farben Grün bis Beige. Basierend auf diesem Beispiel müsste der Redispatch die Kosten für das grüne, rote und graue Gebot tragen und der Regelzonenausgleich müsste die Kosten für die zwei blauen Gebote tragen.

Im Verlauf des Jahres 2024 soll ein neuer Preismechanismus eingeführt werden<sup>55</sup>. Im neuen Preismechanismus bezahlen die Akteure (z.B. internationaler Redispatch, Regelzonenausgleich) den Durchschnittspreis der Gebote für die gemeinsam bezogene Menge. Der Akteur mit dem grösseren Bedarf bezahlt zusätzlich die höheren Gebotspreise für die restliche Menge. D.h. basierend auf dem Beispiel in **Abbildung 31** müssten der internationale Redispatch und der Regelzonenausgleich für jeweils die Hälfte der Kosten des grünen und roten Gebots aufkommen, da die gemeinsame Menge 200 MWh beträgt und der internationale Redispatch müsste die Kosten des grauen und der blauen Gebote tragen, um die verbleibenden 400 MWh zu decken.

Mit diesem Preismechanismus soll verhindert werden, dass ein kleiner, nachgelagerter Abruf hohe Preise bezahlen muss, weil ein grosser Abruf bereits ein Grossteil der Merit Order abgerufen hat.

**Abbildung 31: Merit Order am integrierten Markt**



Anmerkung: Die sechs farbigen Balken stehen für Gebote am IM.

Quelle: Swiss Economics

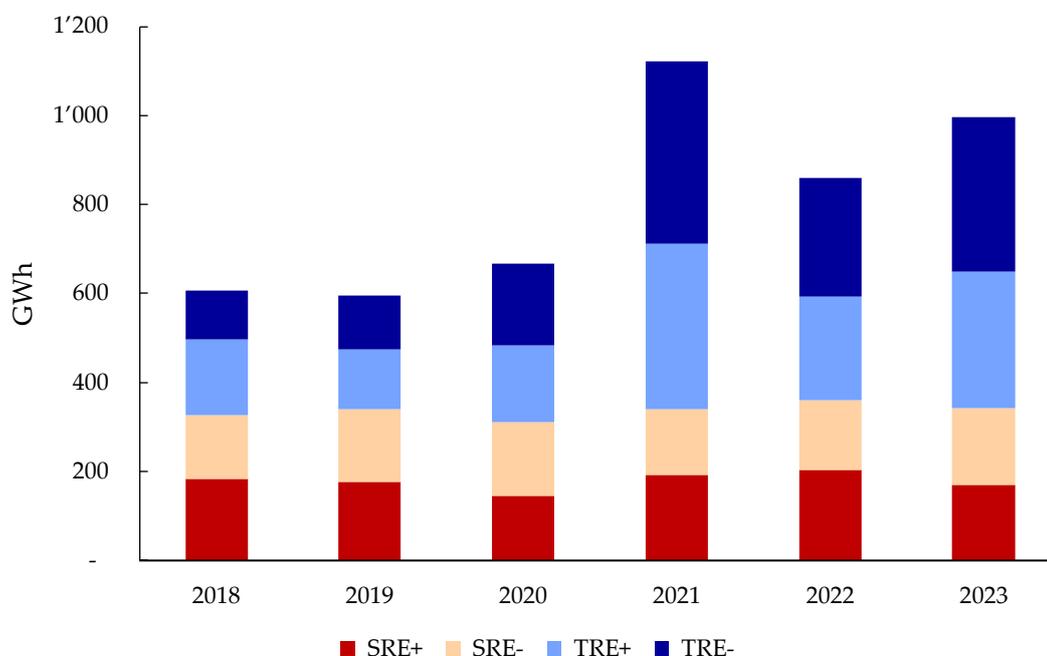
<sup>55</sup> Das Zeitfenster beträgt weiterhin 15 Minuten

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 vorgezogene Beschaffung erfolgt mittels einer Auktion im September vor dem Stauumkehrpunkt.

### 3.4.4 Entwicklung Abrufmengen und Kosten<sup>56</sup>

**Abbildung 32** zeigt die Entwicklung der abgerufenen Menge Regelleistung. Die Menge an SRE+ und SRE-, die Swissgrid zwischen 2018 und 2023 abgerufen hat, bleibt im Wesentlichen konstant, mit Schwankungen von etwa  $\pm 30$  GWh pro Jahr. Im Gegensatz zur Stabilität bei der Menge an SRE zeigt sich bei der TRE ein deutlicher Trend. Im Jahr 2023 wurde doppelt so viel TRE abgerufen wie im Jahr 2018.

**Abbildung 32: Entwicklung der Sekundär- und Tertiärregelenergiemenge**



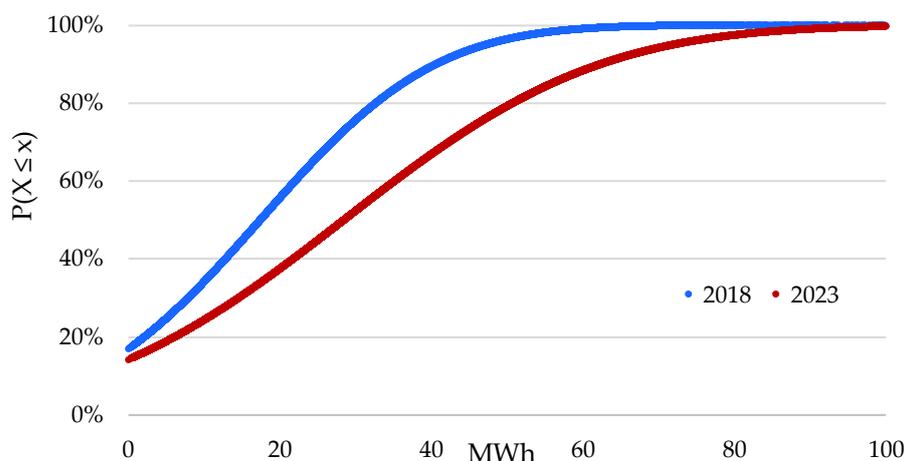
Quelle: Swiss Economics mit Daten von Swissgrid

Ein Grund für diesen Anstieg ist die Kombination aus immer mehr Photovoltaik (PV) und einer unzureichenden Prognosegüte der Bilanzgruppen. Diese unzureichenden Prognosen zur PV-Produktion führen zu teils wesentlichen unvorhergesehenen Schwankungen, die mit Regelleistung ausgeglichen werden müssen, was zusätzliche Kosten verursacht. Weitere Gründe sind die Teilnahme an TERRE und die Einführung des IM.

<sup>56</sup> Siehe den jährlichen ElCom Bericht [Regelleistung und Regelleistung](#) für eine Analyse der Primär, Sekundär und Tertiärregelenergie. Der vorliegende Bericht fokussiert sich auf die Entwicklungen der Regelleistung. Auf die Primärregelung wird im Folgenden nicht weiter eingegangen, da sie nur für ungefähr 2% Prozent der Kosten der Regelleistung und -leistung verantwortlich ist.

Dies wird durch **Abbildung 33** illustriert. Ein Vergleich der kumulativen Verteilungsfunktionen von 2018 und 2023 zeigt, dass im Jahr 2018 in 50 Prozent der Fälle<sup>57</sup> weniger als 17.5 MWh Regelenergie abgerufen wurden. 17.5 MWh konnten den Regelenergiebedarf im Jahr 2023 noch in 34 Prozent der Fälle abdecken. Dies entspricht einer Reduktion um 16 Prozentpunkte in fünf Jahren. Ein ähnliches Bild zeigt sich, wenn Abrufmengen von 60 MWh und mehr verglichen werden. 2018 passierte dies nur in einem Prozent der Fälle. Dieser Wert ist auf knapp 12 Prozent gestiegen.

**Abbildung 33: Kumulative Verteilungsfunktion der abgerufenen Regelenergiemengen 2018 und 2023**



Bemerkung: Die gesamte Regelenergiemenge beinhaltet SRE+, SRE-, TRE+ und TRE-. 2018 wurde in 17% und 2023 in 14% der Fälle keine Regelenergie abgerufen, weshalb die Kurven mit Achsenabschnitt starten.

Quelle: Swiss Economics mit Daten von Swissgrid

Das Beispiel Deutschland zeigt, dass sich die Prognosequalität der Akteure mit der Zeit verbessert<sup>58</sup>. Daher sollte sich die benötigte Menge langfristig auch in der Schweiz stabilisieren. Kurzfristig ist es jedoch möglich, dass es noch zu einem weiteren Anstieg kommt. Ein Grund ist, dass die Bilanzgruppen teilweise unzureichende Anreize haben, die Prognosegüte zu verbessern, da aufgrund der gebundenen Kunden die Kosten für Ausgleichsenergie teilweise weitergereicht werden können.

**Abbildung 34** stellt die Entwicklung der monatlichen Durchschnittskosten pro MWh für Regelenergie dar<sup>59</sup>. Die Durchschnittskosten für positive Regelenergie folgen

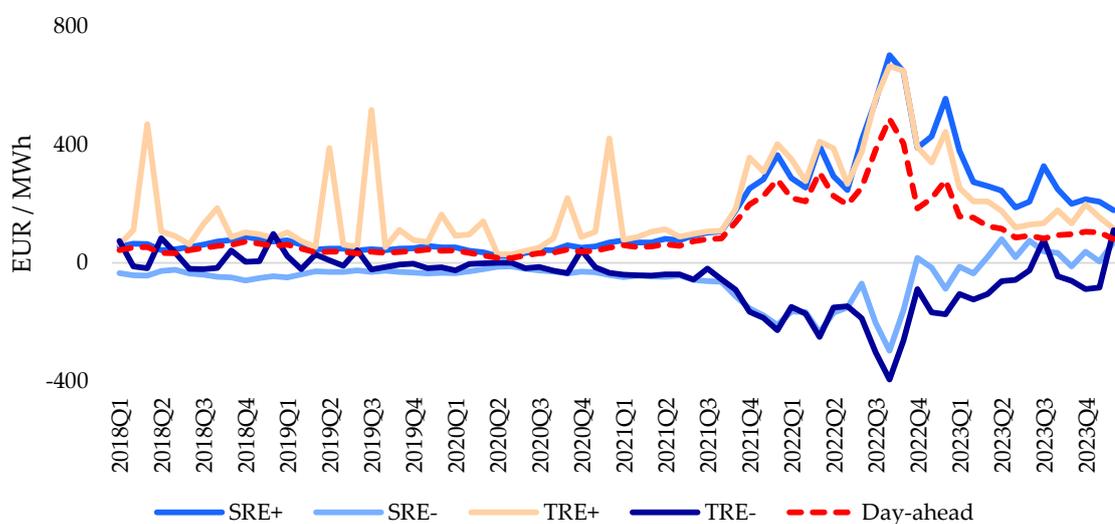
<sup>57</sup> Ein Fall entspricht der Abrufmenge der gesamten Regelenergie (Summe von SRE+, SRE-, TRE+ und TRE-) in einer Viertelstunde.

<sup>58</sup> In den Jahren 2011-2017 hat sich die Stromerzeugung aus Wind und PV in DE mehr als verdoppelt. Die benötigte Regelenergiemenge ist jedoch um über 50% gesunken (Koch & Hirth, 2019). Ein Grund ist die verbesserte Prognosequalität (Vgl. BMWK, 2015). Diese Ansicht wurde von einem Experten bestätigt.

<sup>59</sup> Für positive Regelenergie gilt Durchschnittskosten = Durchschnittspreis. Für negative Regelenergie gilt Durchschnittskosten = - Durchschnittspreis, wobei ein negativer Preis die Vergütung darstellt, und ein positiver Preis anzeigt, dass die Marktteilnehmer für die Entnahme der Energie zahlen.

erwartungsgemäss einem ähnlichen Muster wie die Preise am allgemeinen Strommarkt<sup>60</sup>. 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<sup>61</sup>, da sie die Energie an anderen Märkten weiterverkaufen können. Abbildung 34 zeigt erwartungsgemäss, dass diese Opportunitäten während der Energiepreiskrise am grössten waren.

**Abbildung 34: Entwicklung der monatlichen Durchschnittskosten pro MWh der Sekundär- und Tertiärregelenergie**



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

Quelle: Swiss Economics mit Daten von Swissgrid

Die weitere Preisentwicklung am Regelenenergiemarkt ist abhängig von der Entwicklung der Preise an den Grosshandelsmärkten, dem Verhalten der Akteure<sup>62</sup> und den Entwicklungen am Marktdesign. Mögliche Änderungen am Marktdesign sind (nicht abschliessend):

- Eine Teilnahme an den europäischen Plattformen PICASSO und MARI. Dies würde die Merit Order verlängern und sollte dementsprechend zu tieferen Preisen führen.

<sup>60</sup> Die Preisspitzen bei den TRE+ Kosten sind auf aussergewöhnlich hohe Abrufmengen zurückzuführen, die zur Folge hatten, dass TRE-Gebote mit hohen Preisen abgerufen werden mussten. Siehe auch die [Regel-leistung und Regelenenergieberichte](#) der betroffenen Jahre für eine genauere Analyse der Gründe.

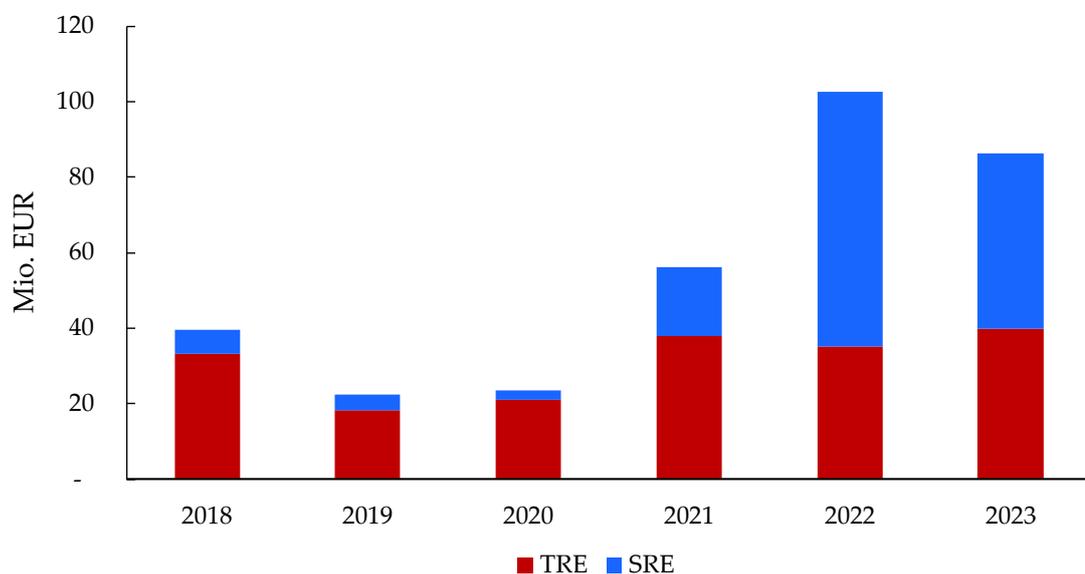
<sup>61</sup> Eine Vergütung für die Entnahme würde sich durch einen negativen Preis materialisieren.

<sup>62</sup> Je besser die Prognosegüte, desto weniger Regelenenergie muss abgerufen werden. Folglich kann die Regelenenergie aufgrund der Merit Order zu tieferen Preisen bezogen werden.

- Ein Ausschluss der Schweiz aus dem IN/IGCC. Dies hätte zur Folge, dass die Schweiz ungefähr doppelt so viel SRE benötigen würde und dies würde bei der kurzen Schweizer Merit Order wahrscheinlich zu höheren Preisen führen.

**Abbildung 35** verdeutlicht jedoch, dass die entstandenen Einnahmen durch positive Preise für negative Regelernergie nicht ausreichten, um die zusätzlichen Kosten für SRE+ und TRE+ Abrufe zu decken. Die Kombination aus den hohen Preisen und dem gestiegenen Bedarf führte zu einem Anstieg der «Nettokosten»<sup>63</sup> auf über 100 Millionen Euro im Jahr 2022. Dies entspricht etwa einer Vervielfachung der durchschnittlichen Nettokosten von 2014 bis 2019. Im Jahr 2023 sind die Nettokosten aufgrund des Preiseffekts wieder etwas gesunken, sie bewegen sich aber weiterhin auf hohem Niveau.

**Abbildung 35: Entwicklung der Nettokosten**



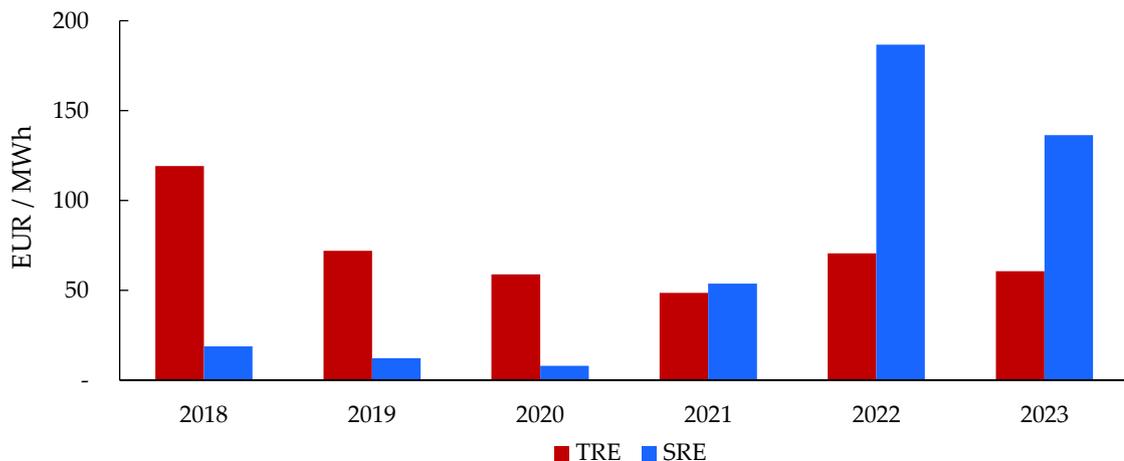
Quelle: Swiss Economics mit Daten von Swissgrid

Die Abbildung zeigt, dass die Preiserhöhung v.a. von der SRE getrieben ist, deren Abrufmenge im Gegensatz zur steigenden TRE-Menge mehr oder weniger konstant geblieben ist (vgl. Abbildung 32 oben).

**Abbildung 36** setzt die Nettokosten ins Verhältnis zum Energieabruf. Sie zeigt, dass die Nettokosten der TRE trotz der angespannten Situation am Strommarkt mehr oder weniger konstant geblieben sind. Im Gegensatz dazu haben sich die Nettokosten pro MWh SRE von rund EUR 8 im Jahr 2020 auf EUR 54 im Jahr 2021 und EUR 187 im Jahr 2022 vervielfacht.

<sup>63</sup> Nettokosten: Kosten für die positive Regelernergie abzüglich der Einnahmen durch die negative Regelernergie.

Abbildung 36: Entwicklung der Nettokosten pro MWh



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

Quelle: Swiss Economics mit Daten von Swissgrid

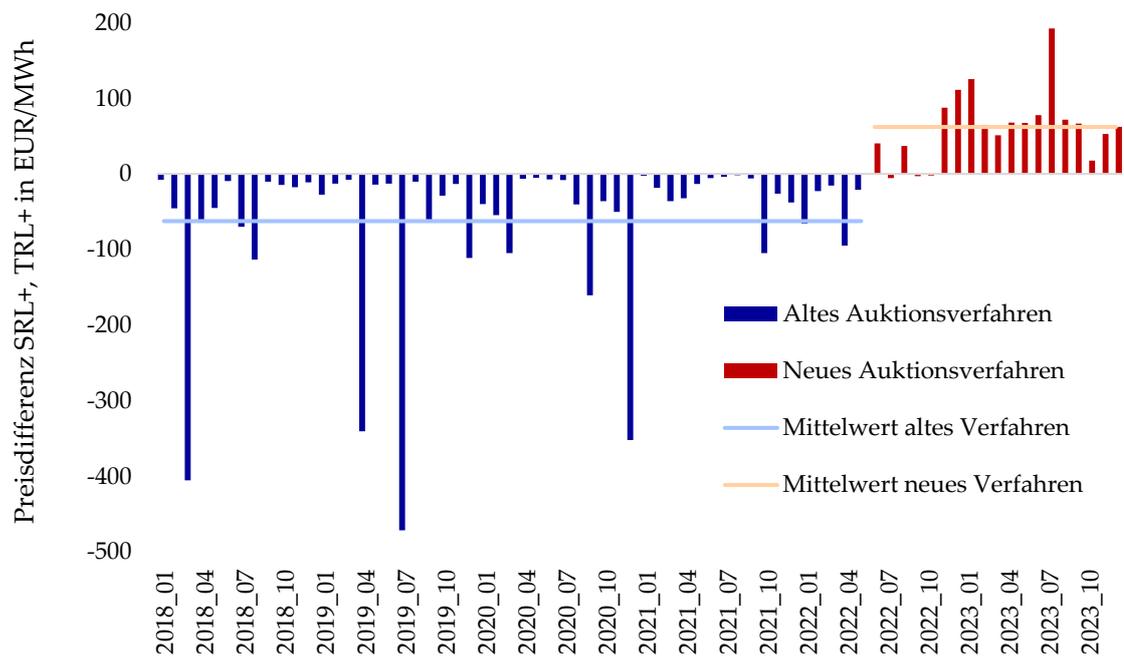
Die Preiserhöhung fällt teilweise zusammen mit dem Wechsel des Vergütungsmodells im Juni 2022. Bisher war die Vergütung an den Schweizer Börsenpreis (SwissIX) gebunden. Neu wurde ein marktbasierendes Verfahren in Anlehnung an PICASSO eingeführt, in diesem Verfahren wird eine Auktion durchgeführt. Alle Anbieter geben ein Gebot ab. Anschliessend werden diese Gebote auf einer Merit Order aufgereiht und die günstigsten Gebote erhalten den Zuschlag. Aufgrund des PICASSO-Ausschlusses und einer kurzen nationalen Merit Order kann sich der Markt gemäss den hierzu befragten Experten nur beschränkt ausspielen, da das Angebot relativ knapp ist im Verhältnis zur nachgefragten Menge. Zusätzlich hat die zunehmende Unausgeglichenheit der Bilanzgruppen und die angespannte Situation auf den Energiemärkten möglicherweise für Preisaufrtrieb gesorgt. Eine vertiefte Abklärung der Ursachen ist im Rahmen dieser Studie nicht möglich.

**Abbildung 37** illustriert, dass die Preisdifferenz von SRE+ zu TRE+ bis zum Wechsel des Designs stets negativ war. Seither ist die Preisdifferenz in der Regel positiv. D.h. seit der Umstellung des Designs ist SRE+ im Durchschnitt teurer als TRE+. In dem Zusammenhang haben 25 Versorger bei der ElCom im Januar 2023 Beschwerde eingereicht<sup>64</sup>, welche eine Untersuchung eingeleitet hat.<sup>65</sup>

<sup>64</sup> Siehe [Medienmitteilung Beobachter](#) vom 20. Januar 2023.

<sup>65</sup> Die Untersuchung ist noch nicht abgeschlossen (Stand: Juli 2024). Siehe auch den [Workshop Marktüberwachung](#) der ElCom.

Abbildung 37: Preisdifferenz von SRE+ zu TRE+ auf Monatsbasis



Bemerkung: Negative Werte bedeuten, dass im betreffenden Monat TRE+ teurer als SRE+ war. Bei positiven Werten ist die SRE+ teurer als die TRE+.

Quelle: Swiss Economics basierend auf Daten von Swissgrid

### 3.5 Markt für Reserveenergie: Wasserkraftreserve und Reservekraftwerk

Die EU-Mitgliedstaaten haben in den letzten Jahren verschiedenste Arten von Kapazitätsmärkten eingeführt. Abgegolten wird dabei nicht die Energie selbst, sondern die Vorhaltung von Stromproduktionskapazitäten.

Die Schweiz hat solche Elemente mit der Wasserkraftreserve, den Reservekraftwerken und den Notstromgruppen eingeführt. Aufgrund der anhaltenden Unsicherheiten empfiehlt die ElCom bis 2030 bzw. 2035 den Aufbau von dauerleistungsfähigen Reservekapazitäten im Umfang von 700 bzw. 1'400 MW<sup>66</sup>.

#### Wasserkraftreserve

Die Wasserkraftreserve wurde im Herbst 2022 von der ElCom gestützt auf die Verordnung über die Errichtung einer Wasserkraftreserve (WResV) eingeführt, um die Stromversorgungssicherheit für die Wintermonate zu gewährleisten. Im Oktober 2022 hat die Swissgrid im Auftrag und nach den Vorgaben der ElCom mittels einer Auktion die Wasserkraftreserve für den Winter 2022/23 beschafft<sup>67</sup>. Es wurde eine Gesamtenergiemenge von 400 GWh

<sup>66</sup> Siehe [Medienmitteilung](#) des Bundes vom 30. April 2024.

<sup>67</sup> Siehe ElCom (2022). [Weisung 4/2022](#). Die ElCom hat die bei Swissgrid eingegangenen Angebote geprüft und die Zuschläge freigegeben.

zu einem Durchschnittspreis von 739.97 Euro/MWh und Gesamtkosten von 296 Mio. Euro beschafft<sup>68</sup>.

Für den Winter 2023/24 hat die ElCom 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 wurde wiederum von der Swissgrid durchgeführt. Sie hat in drei Tranchen eine Gesamtenergiemenge von 400 GWh zu einem Durchschnittspreis von 138.67 Euro/MWh und Gesamtkosten von 55 Mio. Euro beschafft. Dies entspricht einer Kostenreduktion von 81 Prozent im Vergleich zum Vorjahr<sup>69</sup>.

Die Wasserkraftreserve kann voraussichtlich auf 300 GWh für den Winter 2024/25 reduziert werden. Die Reduktion ist aufgrund der erhöhten Verfügbarkeit der gepoolten Notstromaggregate sowie dem Ausbau der erneuerbaren Energien möglich<sup>70</sup>.

Für den Winter 2025/26 sind substantielle Anpassungen an der WResV geplant, die im Frühjahr 2024 in die Vernehmlassung geschickt wurden. Es ist vorgesehen, dass die Wasserkraftreserve nicht mehr über Ausschreibungen kontrahiert wird, sondern kraft eines gesetzlichen Obligatoriums in allen grösseren Speicherseen vorgehalten werden muss. Die Kraftwerksbetreiber erhalten dafür eine Pauschalabgeltung.

### **Reservekraftwerke Birr, Cornaux und Monthey**

Der Bau des Reservekraftwerk Birr wurde im Herbst 2022 vom Bund in Auftrag gegeben und das Reservekraftwerk ist seit März 2023 betriebsbereit. Das Kraftwerk hat eine Gesamtleistung von 250 MW und wird nur im Notfall betrieben. Es kostet bis zum Ende seines Abbaus im Jahr 2026 rund CHF 470 Mio.<sup>71</sup>

Zusätzlich hat der Bund die Kraftwerke Cornaux und Monthey unter Vertrag genommen. Sie stellen gemeinsam eine zusätzliche Leistung von 86 MW bereit und kosten bis zum Vertragsende im Jahr 2026 rund CHF 30 Mio.<sup>72</sup> Somit betragen die Fixkosten für die drei Reservekraftwerke rund CHF 500 Mio. Diese Kosten würden steigen, falls die Anlagen eingesetzt werden müssten, da die Kosten für die tatsächlich abgerufene Energie zusätzlich vergütet werden würden.

Da die bestehenden Verträge für Reservekraftwerke im Jahr 2026 auslaufen, will der Bund neue Reservekraftwerke mit einer elektrischen Gesamtleistung von 400 MW unter Vertrag nehmen<sup>73</sup>. Eine Ausschreibung im Zeitraum von Juli 2023 bis März 2024 war erfolglos, da die offerierten Kosten zu hoch waren. Daher befindet sich der Bund momentan (Stand Juni

---

<sup>68</sup> Siehe [Medienmitteilung](#) der Swissgrid vom 25. Oktober 2022.

<sup>69</sup> Siehe [Medienmitteilung](#) der Swissgrid vom 14. September 2023.

<sup>70</sup> Siehe [Medienmitteilung](#) des Bundes vom 30. April 2024.

<sup>71</sup> Siehe BFE (2023). [Faktenblatt temporäres Reservekraftwerk Birr](#).

<sup>72</sup> Siehe Medienmitteilung des Bundes zu [Cornaux](#) und [Monthey](#).

<sup>73</sup> Siehe [Medienmitteilung](#) des BFE vom 18. Juni 2024.

2024) in Direktverhandlungen, um die Reservekraftwerke bzw. die elektrische Gesamtleistung von 400 MW zu beschaffen<sup>74</sup>.

### **Notstromgruppen**

Notstromgruppen dürfen normalerweise nur zu Testzwecken während maximal 50 Betriebsstunden pro Jahr 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 wie der CKW oder der BKW verwaltet<sup>75</sup>. 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 – 9 Mio.

Diese Kosten würden weiter steigen, falls die Notstromgruppen eingesetzt werden müssten, da die Kosten für die tatsächlich abgerufene Energie zusätzlich vergütet werden würden.

---

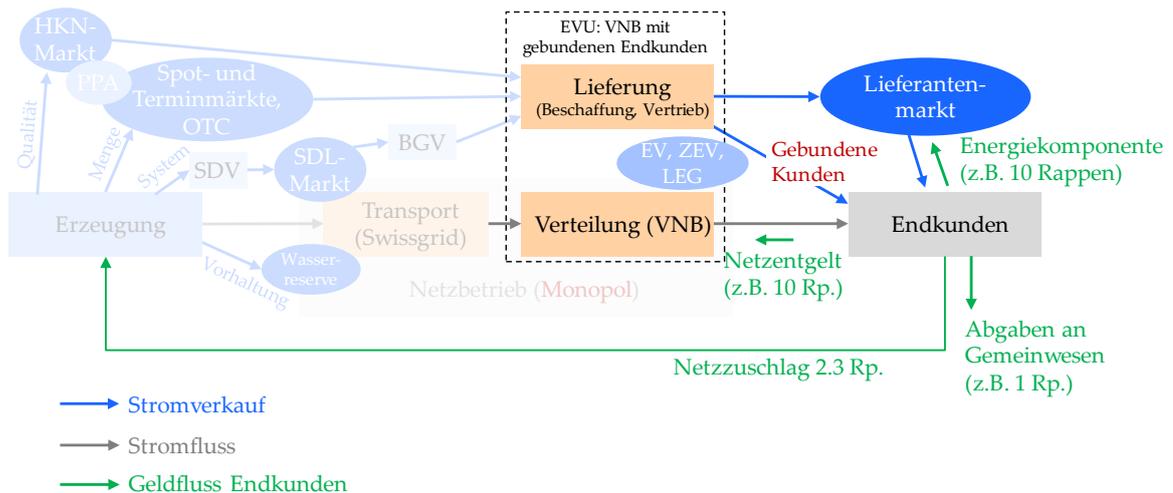
<sup>74</sup> Siehe [Medienmitteilung](#) des BFE vom 18. Juni 2024.

<sup>75</sup> Siehe [Medienmitteilung](#) des BFE vom 07. Dezember 2023.

## 4 Entwicklungen am Endkundenmarkt

In diesem Kapitel werden verschiedene Aspekte im Zusammenhang mit den Endkunden, die ihren Lieferanten frei wählen können, und den Kunden der Grundversorgung analysiert. Der Fokus liegt dabei auf den in **Abbildung 38** grauen Kasten (Endkunden) inkl. Lieferantenmarkt, den grünen Pfeilen (Geldfluss Endkunden), sowie ZEV (hellblau oval).

**Abbildung 38: Themen des Kapitels**



Quelle: Swiss Economics.

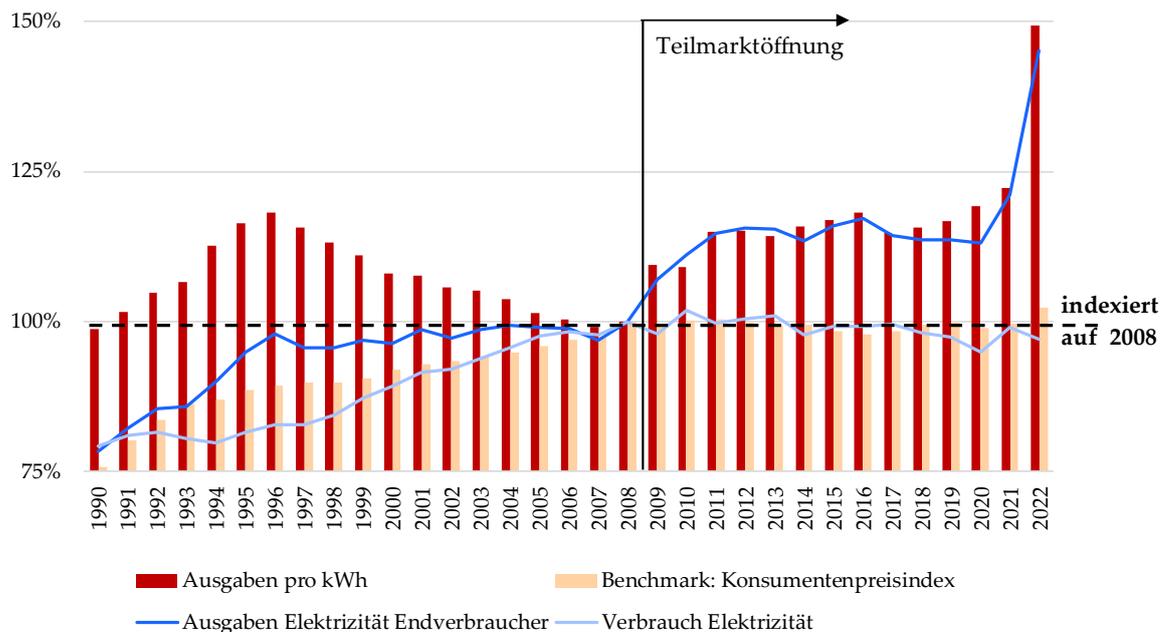
Das Kapitel ist wie folgt gegliedert:

- Abschnitt 4.1 gibt einen Überblick über den geöffneten Teilmarkt.
- In Abschnitt 4.3 wird der geöffnete Teilmarkt mit der Grundversorgung in Bezug auf Preise, Qualität und Herkunft der Energie verglichen.
- In Abschnitt 4.4 wird ein internationaler Vergleich der verschiedenen Preiskomponenten (Energie, Netz, Gebühren) mit Nachbarländern der Schweiz vorgenommen.
- Abschnitt 4.5 vergleicht die Preise auf regionaler Ebene innerhalb der Schweiz.
- In Abschnitt 4.6 wird die Entwicklung von Eigenverbrauch und ZEV analysiert.

## 4.1 Entwicklung Elektrizitätsausgaben Endverbraucher

Abbildung 44 zeigt die Entwicklung bis 2022 der jährlichen Elektrizitätsausgaben für Endverbraucher in der Schweiz, sowie den jährlichen Stromverbrauch. Die Daten sind auf das Jahr 2008 indiziert (100 Prozent im Jahr 2008), ein Jahr vor der Teilmarktöffnung. Die Daten stammen vom BFS und beruhen auf einer Umfrage bei 185 Elektrizitätsunternehmen.<sup>76</sup>

Abbildung 39: Entwicklung Elektrizitätsausgaben seit 1990, indiziert auf 2008



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

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 Steigerung<sup>77</sup>, gefolgt von einer recht konstanten Phase. Zuletzt sind die Preise v.a. im Zuge der Energiekrise stark gestiegen.

Der Stromverbrauch selbst ist seit der Teilmarktöffnung relativ konstant geblieben mit Rückgängen im Corona-Jahr 2020 und während der Energiekrise 2022.

<sup>76</sup> Diese Stichprobe ergibt einen jährlichen Anteil von über 80% am Endverbrauch von Elektrizität.

<sup>77</sup> Die Steigerung der Preise mit der Teilmarktöffnung dürfte zumindest zu einem Teil mit der Möglichkeit der Neubewertung der Netze zusammenhängen: Diese erlaubte im regulatorischen Anlagevermögen Korrekturen von Abschreibedauern und von Anlagen, welche im Anlagevermögen der Finanzbuchhaltung nicht aufgenommen worden waren bzw. bereits abgeschrieben waren. Von dieser Möglichkeit hatten zahlreiche Netzbetreiber Gebrauch gemacht und die ersten Jahre der Teilmarktöffnung waren geprägt von Rechtsstreitigkeiten zur Netzbewertung.

## 4.2 Kurzer Überblick geöffneter Teilmarkt

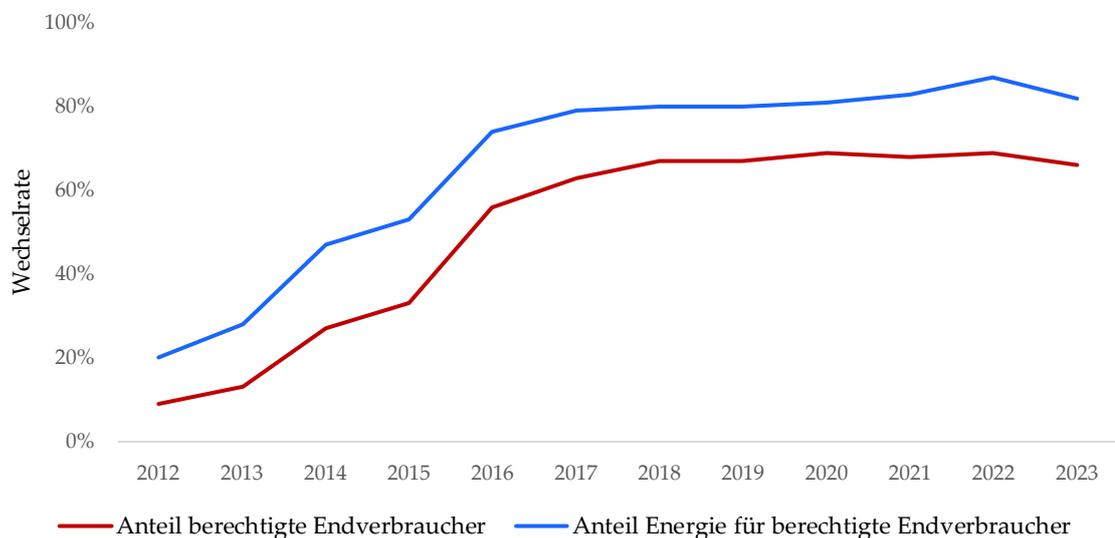
### 4.2.1 Anteil berechtigter Endverbraucher im geöffneten Teilmarkt

Bisher haben nur die Verbraucher von mindestens 100 MWh Strom pro Jahr in der Schweiz das Recht auf freien Marktzugang. 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), Art. 11 Abs. 2 StromVV).

Es gibt aktuell insgesamt etwas mehr als 34'000 Endverbraucher mit Recht auf freien Marktzugang, was 0.6 Prozent aller Endverbraucher entspricht. Von diesen berechtigten Endverbrauchern haben im Jahr 2023 66 Prozent von ihrem Recht Gebrauch gemacht, sich für den freien Markt zu entscheiden. Etwa die Hälfte der gesamten Ausspeisungsmenge geht an Endverbraucher mit dem Recht auf freien Marktzugang. Von dieser Energiemenge wurden im Jahr 2023 82 Prozent von Endverbrauchern genutzt, die sich tatsächlich für den freien Markt entschieden haben. Diese Daten legen nahe, dass grössere Verbraucher häufiger von ihrem Recht auf freien Marktzugang Gebrauch machen.

**Abbildung 40** zeigt, wie sich der Anteil berechtigter Endverbraucher im geöffneten Teilmarkt und deren Anteil am Gesamtstromverbrauch von 2012 bis 2023 entwickelt hat.<sup>78</sup>

**Abbildung 40: Prozentualer Anteil berechtigter Endverbraucher im geöffneten Teilmarkt nach Anzahl und Energiemenge**



Quelle: Swiss Economics mit Daten vom [Tätigkeitsbericht der ElCom 2022](#).

Die Daten zeigen, dass das Recht auf freien Marktzugang in den ersten Jahren nach der Marktöffnung im Jahr 2009 relativ wenig genutzt wurde. Angesichts der sinkenden Marktpreise stieg der Anteil der berechtigten Endverbraucher, die von diesem Recht Gebrauch

<sup>78</sup> Die Daten stammen aus der Erhebung der ElCom bei den grossen Netzbetreibern mit einer Ausspeisung von über 100'000 MWh. Zusammen versorgen sie 71% der Schweizer Endverbraucher.

machten, in den folgenden Jahren jedoch stark an. Diese Quote zeigt eine stark abflachende Entwicklung seit dem Jahr 2018 in jüngster Zeit gab es sogar einen leichten Rückgang. Der Rückgang lässt sich teilweise dadurch erklären, dass die Zahl der berechtigten Endverbraucher stärker gestiegen ist als die Zahl derjenigen, die sich tatsächlich für den freien Markt entschieden haben.<sup>79</sup> Höhere Marktpreise (vgl. Abschnitt 3.1) haben zu einer gewissen Zurückhaltung beim opt-out geführt. In dem Zusammenhang wurde auch die Diskussion über eine mögliche Rückkehr in die regulierte Grundversorgung diskutiert und verworfen.<sup>80</sup>

#### 4.2.2 Marktangebote

Der geöffnete Teilmarkt in der Schweiz, der seit 2009 für Grosskunden zugänglich ist, ermöglicht diesen die freie Wahl ihres Stromanbieters bzw. auch die Eigenbeschaffung am Markt. Im Gegensatz zur Grundversorgung, deren Preise von der ElCom überwacht werden, unterliegen die Preise in diesem liberalisierten Marktsegment keiner behördlichen Kontrolle.

Die **Angebote in der Grundversorgung** unterscheiden sich typischerweise nach den folgenden Kategorien<sup>81</sup>:

- Ökostrom (Solar-, Wasser- oder Windenergie) oder Kernkraft
- Herkunft: Schweizer Kanton, Schweiz oder Europa
- Zertifizierung: Mit oder ohne naturemade-star Zertifizierung

Meistens werden drei oder vier verschiedene Angebote von einem EVU offeriert. Dabei ist ökologischer Strom aus der Schweiz mit Zertifizierung das teuerste Produkt, während Kernenergie das günstigste Produkt darstellt.

**Im freien Markt** werden in der Regel die folgenden drei Produkte angeboten von den EVU:

- Fixpreis Produkt: Der Strom wird zu einem Fixpreis, der sich am aktuellen Strommarktpreis orientiert, für eine bestimmte Laufzeit eingekauft.<sup>82</sup>
- Strombeschaffung am Spotmarkt: Der Strom wird zu Spotmarktpreisen eingekauft.<sup>83</sup>
- Individuelle 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.<sup>84</sup>

---

<sup>79</sup> Die ElCom weist darauf hin, dass in den Jahren 2022 und 2023 nicht genau das gleiche Set an Unternehmen diese Frage beantworten.

<sup>80</sup> Siehe [Medienmitteilung](#) des VSE vom 26. Oktober 2022. [29.05.2024].

<sup>81</sup> Siehe z.B. die Webseite der [AEW](#), [EBL](#), [ewb](#), [ewl](#) oder [ewz](#). Produkte für Geschäftskunden in der Grundversorgung sind allermeistens dieselben.

<sup>82</sup> Siehe z.B. die Webseite der [Axpo](#), [ewb](#), [ewl](#) oder [ewz](#).

<sup>83</sup> Siehe z.B. die Webseite der [Aare Energie AG](#), [BKW](#), [ewb](#) oder [SH Power](#).

<sup>84</sup> Siehe z.B. die Webseite der [Axpo](#), [BKW](#), [ewb](#), oder [ewz.portfolio](#), [ewz.tranche](#).

Wie bereits in Abschnitt 2.3 zur Hauptvariante der Beschaffung festgestellt, hat die signifikante Zunahme der Preisvolatilität im Zuge der Energiekrise zu einer Steigerung der Beliebtheit der strukturierten Beschaffung bei den EVU geführt. Eine ähnliche Entwicklung dürfte bei den Endkunden stattgefunden haben.

Die Strombeschaffung am Spotmarkt ist das riskanteste Produkt in einem Umfeld von hoher Volatilität, da kurzfristige Preisanstiege sofort durchschlagen. Experten zufolge haben Grosskunden auf dem freien Markt in der Regel einen begrenzten Spotmarktanteil, meist zwischen 10 und 40 Prozent. Am Anfang der Energiekrise haben einige Unternehmen ihren Anteil am Spotmarkt reduziert, um Risiken zu minimieren, und diesen später wieder erhöht. Experten sind der Meinung, dass insbesondere kleine Unternehmen, die auf hohe Spotmarktanteile setzten, während der Energiekrise am stärksten gelitten haben. Diese Unternehmen waren den volatilen Marktbedingungen besonders ausgesetzt, was zu erheblichen finanziellen Belastungen führte.

### **Entwicklung der Bedeutung der Vollversorgungsverträge**

Swiss Economics hat im Rahmen einer Studie für das SECO zu Preissignalen im Strommarkt<sup>85</sup> die Vertragspreise von Geschäftskunden eines repräsentativen EVU untersucht. **Abbildung 41** zeigt die Entwicklung der Settlement Preise der jährlichen Futures im Terminmarkt an der EEX-Börse sowie die durchschnittlichen Preise der Terminverträge. Der reine Durchschnittspreis der Terminverträge ist über ein Jahr sehr konstant, da Terminverträge jeweils im Voraus für ganze Kalenderjahre abgeschlossen werden. Entsprechend ändern die Durchschnittspreise mit dem jeweils neuen Jahr sprunghaft. Die Durchschnittspreise liegen im Zeitraum erwartungsgemäss durchgehend unterhalb der Terminmarktpreise. Dies liegt daran, dass die Preise im Vorherein vertraglich fixiert wurden bzw. die Terminmarktpreise jeweils den erwarteten Preis der nächsten Periode anzeigen.

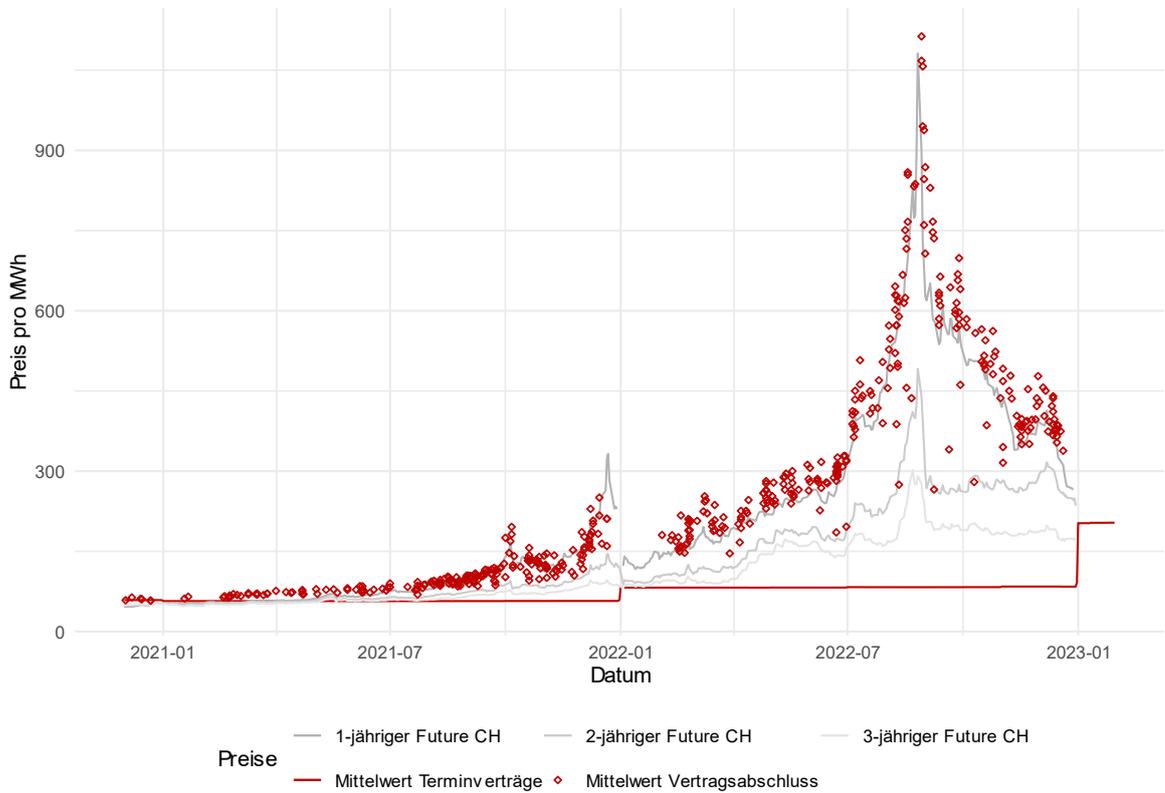
Erwartungsgemäss orientieren sich die durchschnittlichen Vertragspreise direkt an den Terminmarktpreisen. Die Preise zum Zeitpunkt des Vertragsabschlusses entsprechen jeweils den Terminmarktpreisen der entsprechenden Laufzeit, wobei eine Marge des Lieferanten anfällt. Die Durchschnittspreise liegen in **Abbildung 41** entsprechend über den jeweiligen Terminmarktpreisen.

**Abbildung 42** zeigt den Mittelwert der gleichen Vollversorgungsverträge im Vergleich zu den Spotmarktpreisen. Daraus geht hervor, dass Unternehmen zu Beginn der Energiekrise 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.

---

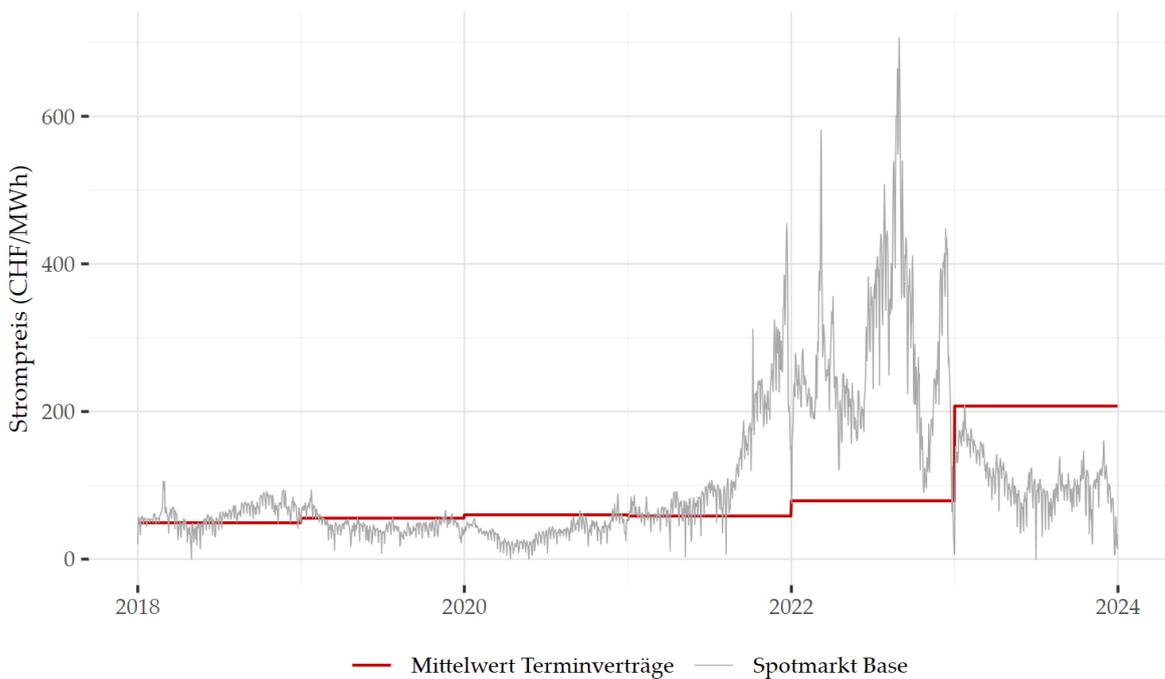
<sup>85</sup> Siehe SECO (2024). [Wirkung von Preissignalen und Regulierungen auf die Stromnachfrage](#).

Abbildung 41: Entwicklung der Vertragspreise von Geschäftskunden eines EVU



Quelle: Swiss Economics (2024).

Abbildung 42: Vergleich der Vertragspreise mit Spotmarktpreisen



Quelle: Swiss Economics mit proprietären Daten und Daten des BFE.

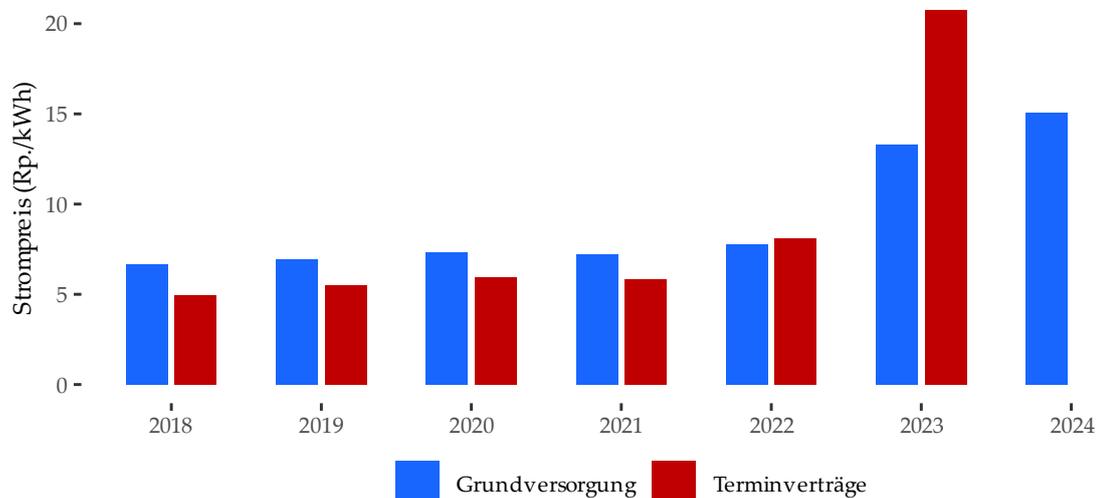
Die strukturierte Beschaffung birgt jedoch in Kombination mit Preisschwankungen auf dem Markt, wie sie während der Energiekrise auftraten, nicht nur Vorteile. Unternehmen, die während des Höhepunkts der Energiekrise langfristige Verträge abgeschlossen oder erneuert haben, sind teilweise gezwungen, über einen langen Zeitraum Strompreise zu zahlen, die ein Vielfaches der Marktpreise betragen. Dies zeigt sich in Abbildung 42 im Jahr 2023, in dem die Durchschnittspreise nun deutlich über den Sportmarktpreisen liegen. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass ein Zwang zur strukturierten Beschaffung bzw. zu rigide Vorgaben im Timing der (strukturierten) Beschaffung auch wesentliche Nachteile mit sich bringen kann.

### 4.3 Vergleich des geöffneten Marktes mit der Grundversorgung

#### 4.3.1 Energiepreise

**Abbildung 43** illustriert einen Vergleich der Energiepreise zwischen der Grundversorgung und den Terminverträgen. Die in der Abbildung dargestellten Preise für die Grundversorgung sind ein ungewichteter Durchschnitt der Preise für die Kategorien C3 und C4 im jeweiligen Jahr. Die Preise für die Terminverträge sind ein ungewichteter Durchschnitt der Preise für laufende Verträge von Geschäftskunden eines EVUs im jeweiligen Jahr.

**Abbildung 43: Vergleich der Energiepreise in der Grundversorgung mit Verträgen von Geschäftskunden eines EVU**



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.

Quelle: Swiss Economics mit proprietären Daten und Daten der ElCom.

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 jedoch im Zuge der Energiekrise signifikant gestiegen und lagen im Jahr 2023

durchschnittlich deutlich über den Preisen der Grundversorgung. Die Entwicklung ist auf zwei Effekte zurückzuführen:

- **Stabile Gestehungskosten für Eigenproduktion:** Einerseits sind die Grundversorgungspreise bei Verteilnetzbetreibern mit Eigenproduktion trotz Marktschwankungen dank der vorrangigen Zuteilung an die Grundversorgung zu Gestehungskosten (vgl. Art. 6, Abs. 5bis, StromVV)<sup>86</sup> weitgehend konstant über die Zeit, da die Gestehungskosten über die Jahre kaum ändern.<sup>87</sup> Das durchschnittliche Niveau lag in den Jahren vor der Energiekrise über den Marktpreisen.
- **Verzögerte Wirkung durch Vorabfestlegungen von Grundversorgungstarifen mit ex post Ausgleich von Deckungsdifferenzen:** Andererseits führen regulatorische Rahmenbedingungen bei der Energie für die Grundversorgung, die nicht aus eigener Produktion stammt, sondern auf dem Markt eingekauft wird, zu einer zeitlichen Verzögerung bei der Anpassung der Grundversorgungspreise als Reaktion auf Energiepreiserhöhungen auf dem Markt. Konkret wird der Grundversorgungstarif für das Folgejahr im August festgelegt. Falls eine Unterdeckung entsteht (wenn der festgelegte Preis zu niedrig ist, um die Kosten zu decken), wird das volle Ausmass dieser Diskrepanz erst ein Jahr später deutlich. Zum Beispiel wird, wenn ein zu niedriger Tarif im August 2022 für das Jahr 2023 festgelegt wird, das volle Ausmass der Unterdeckung erst im Frühjahr 2024 deutlich. Infolgedessen führt dies zu einer Erhöhung des Tarifs im Jahr 2025, um die vorherige Unterdeckung auszugleichen.

#### 4.3.2 Qualität und Herkunft

**Abbildung 44** zeigt die Entwicklung der gewichteten Durchschnittspreise für HKN<sup>88</sup> in der Grundversorgung und am freien Markt.

In der Periode von 2018 – 2022 zeigt sich weder in der Grundversorgung noch am freien Markt ein eindeutiger Trend. In der Grundversorgung haben HKN im Durchschnitt knapp 4 CHF/MWh bzw. 0.4 Rappen/kWh gekostet. Dies entspricht knapp 2 Prozent des Durchschnittspreises für Strom eines typischen Haushalts im Jahr 2022<sup>89</sup>. Die HKN, die von Kunden am freien Markt bei den Netzbetreibern bezogen wurden, haben knapp 2 CHF/MWh gekostet. Dementsprechend haben die Kunden in der Grundversorgung ungefähr doppelt so viel für ihre HKN bezahlt.

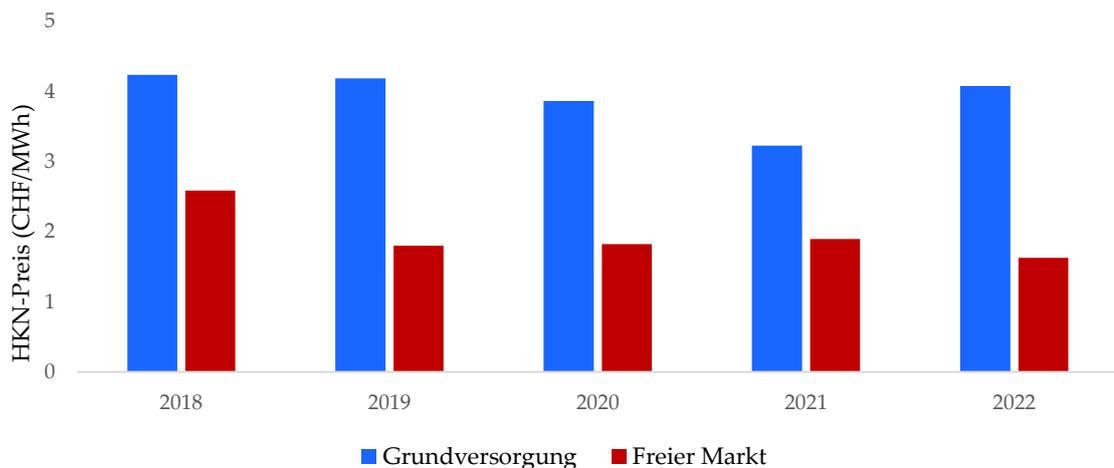
<sup>86</sup> Je nach Marktsituation haben Versorger mehr oder weniger Anreize, Eigenproduktion in der Grundversorgung zu priorisieren.

<sup>87</sup> Bei der Wasserkraft schwanken die Gestehungskosten pro MWh stark mit der effektiven Produktion und die Wasserkraftproduktion schwankt von Jahr zu Jahr.

<sup>88</sup> Gewichteter Durchschnittspreis:  $\sum_{i=1}^N \frac{SL_i \cdot GA_i}{SL_{total} \cdot SL_i'}$   
mit N = Anzahl EVU, SL<sub>i</sub> = Stromlieferung eines EVUs, SL<sub>total</sub> = Totale Stromlieferung aller EVUs, GA<sub>i</sub> = Gesamtausgaben für HKN eines EVUs.

<sup>89</sup> Im Jahr 2022 hat ein durchschnittlicher Haushalt 21.2 Rp./kWh (212 CHF/MWh) bezahlt (siehe [ElCom](#)).

Abbildung 44: Vergleich HKN-Preise in der Grundversorgung und dem freien Markt



Quelle: Swiss Economics mit Daten aus der Netzbetreiberbefragung der ElCom.

Ein möglicher Grund für die Preisunterschiede könnte die Heterogenität am Markt für HKN sein. 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. Dementsprechend ist es möglich, dass Kunden am freien Markt eine Präferenz für günstigere Produkte haben als Kunden in der Grundversorgung. Zusätzlich werden Kunden in der Grundversorgung häufig mittels Green Defaults in Richtung nachhaltigerer Produkte mit tendenziell höheren Preisen für HKN gelenkt<sup>90</sup>. Diese Erklärung für die HKN-Preisunterschiede zwischen der Grundversorgung und dem freien Markt wird von Experten bestätigt.

Ein weiterer Grund für die Preisunterschiede könnte die Verfügbarkeit verschiedener Produkte sein. Kunden in der Grundversorgung haben normalerweise die Auswahl zwischen drei bis vier Standardprodukten<sup>91</sup> – siehe auch Abschnitt 4.2.2. Meistens besteht sogar das günstigste Produkt mehrheitlich aus Wasserkraft und die entsprechenden HKN müssen eingekauft werden.<sup>92</sup> Die Kunden am freien Markt haben meistens entweder eine grössere Auswahl oder können gar individuell zugeschnittene Produkte kaufen. Es folgt, dass sie Zugriff zu den günstigen Kernkraft-HKN haben und insbesondere, wenn die Stromkosten wesentlich sind, kaufen die Kunden am freien Markt meist das günstigste Produkt. Diese Einschätzung wurde durch die befragten Experten bestätigt.

<sup>90</sup> Beispielsweise zahlt man für das Standardprodukt der BKW 11 CHF / MWh mehr als für das günstigste Produkt (siehe [BKW.ch](https://www.bkw.ch)).

<sup>91</sup> Siehe beispielsweise die Webseite der [sgsw](https://www.sgs.ch), [ewb](https://www.ewb.ch), [ewz](https://www.ewz.ch) oder [groupe-e](https://www.groupe-e.com).

<sup>92</sup> Dies wird von der ElCom bestätigt, die angibt, dass eine grosse Mehrheit der VNBs ein Ökoprodukt als Standardprodukt anbietet, das aus 100% erneuerbarer Energie hergestellt wird.

### 4.3.3 Preiselastizität

Im Rahmen einer Studie von Swiss Economics für das SECO über Preissignale auf dem Strommarkt<sup>93</sup> wurden die Preiselastizitäten von Unternehmen in der Grundversorgung und im freien Markt, getrennt nach Terminmarkt- und Spotmarktverträgen berechnet. Die geschätzte kurzfristige Elastizität für Unternehmen in der Grundversorgung liegt zwischen -0.41 und -0.47, was bedeutet, dass in der kurzen Frist eine Strompreiserhöhung von 10 Prozent den Stromverbrauch der Unternehmen in der Grundversorgung um 4.1 bis 4.7 Prozent reduziert. Die Koeffizienten für Unternehmen im freien Markt liegen bei -0.26 für Terminverträge und bei -3.27 für Spotverträge. Der Koeffizient für Unternehmen mit Spotvertrag ist allerdings mit Vorsicht zu geniessen, da der Datensatz lediglich aus 6 Unternehmen besteht und dieses Vertragsmodell vermutlich von sehr flexibel produzierenden Unternehmen gewählt wird. Ausserdem waren die betrachteten Zeiträume je nach EVU unterschiedlich lang, und Krisenjahre haben die Elastizität möglicherweise beeinflusst.

Die Analyse ergab, dass die Preiselastizitäten sich nicht per se unter Unternehmen in der Grundversorgung und solchen am freien Markt unterscheiden, was wohl auch darauf zurückgeführt werden kann, dass auch die Preise im Terminmarkt meist mindestens ein Jahr fixiert sind. Zentral für die Heterogenität ist stattdessen die Grösse des Unternehmens und das konkrete Geschäftsmodell. Ebenso wie Unternehmen in der Grundversorgung suchen auch Verbraucher am freien Markt hauptsächlich die langfristige Absicherung und nutzen mehrjährige Terminmarktverträge. Die wenigen Unternehmen, die dies nicht tun und der Spotmarktfluktuation ausgesetzt sind, weisen eine deutlich höhere Preiselastizität auf. Somit zeigt sich, dass (manche) Verbraucher durchaus in der Lage sind, signifikant auf kurzfristige Preisveränderungen zu reagieren, aber nur die wenigsten Endkunden bislang ein Interesse daran zeigen, dies zu tun.

## 4.4 Internationaler Preisvergleich

Dieses Kapitel untersucht die Strommarktpreise der Schweiz im internationalen Vergleich auf nominaler Basis für Vergleichsländer und Verbrauchsprofile gemäss den vorangegangenen Marktberichten. Die Preise für die Schweiz entsprechen dabei dem ungewichteten Mittelwert aller Gemeinden des entsprechenden Jahres. Als Vergleichsländer werden die vier Nachbarländer (Deutschland, Österreich, Italien und Frankreich) sowie Norwegen und Dänemark betrachtet. Die Preise werden wechselkursbereinigt und in Schweizer Rp./kWh ausgewiesen.<sup>94</sup>

In der Schweiz (Strompreisvergleich der ElCom) und der EU (Eurostat Datenbank) werden unterschiedliche Profile von Stromverbrauchern verwendet. Um die Vergleichbarkeit zu gewährleisten, wurden Haushalts-, Industrie und Gewerbekunden anhand von Profilen ausgewählt, welche über eine ähnliche Verbrauchsmenge und vergleichbare Eigenschaften

---

<sup>93</sup> Siehe SECO (2024). [Wirkung von Preissignalen und Regulierungen auf die Stromnachfrage](#).

<sup>94</sup> Die Bereinigung eines Jahres erfolgt anhand des Wechselkurses CHF/EUR am letzten Tag des Jahres.

verfügen. Dabei gilt es anzumerken, dass die Tarife unterschiedlich reguliert sind. Die Daten von Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden aus der EU beinhalten Marktpreise, während für die Schweiz Grundversorgungspreise vorliegen.

**Tabelle 2:      Verwendete Profile für Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden**

Quelle		Haushalte	Gewerbekunden	Industriekunden
ElCom	Profil	H2, H3, H4 <sup>95</sup>	C2, C3 und C4	C6
	Verbrauch	2.5, 4.5 und 4.5 MWh	30, 150 und 500 MWh	1500 MWh
	Eigenschaften <sup>96</sup>	4 Zimmerwohnung mit Elektroherd, 4 Zimmerwohnung mit Elektroherd und Elektroboiler, 5-Zimmerwohnung mit Elektroherd und Tumbler	Kleinbetrieb 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

#### 4.4.1 Preisentwicklung bei Haushaltskunden

**Abbildung 45** zeigt die Strompreisentwicklung für Haushaltskunden in der Schweiz unterteilt nach den Komponenten Energie, Preis und Abgaben. Von 2018 bis 2022 bleiben 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 Preisanstieg hat sich auch in der ersten Jahreshälfte von 2024 fortgesetzt, bei der Netzkomponente gab es eine erneute Zunahme um 23.4 Prozent auf 13.3 Rp./kWh und auch bei der Energiekomponente um 11.8 Prozent auf 15.6 Rp./kWh. Der Anstieg der Netzkomponente wird dabei primär von den Kosten des ÜNB (Swissgrid) getrieben, die Kosten der VNB bleiben nahezu konstant. Ein wichtiger Faktor bei den Netzkosten des ÜNB ist die neu eingeführte Winterreserve, welche mit 1.2 Rappen pro bezogene Kilowattstunde verrechnet wird. Bei dieser ist jedoch im Jahr 2025 eine Abnahme auf 0.23 Rp./kWh gemäss Art. 22 und Art. 23 der Winterreserveverordnung vom 25. Januar 2023 festgelegt. Auch die gestiegenen Systemdienstleistungen (vgl. Abschnitt 3.4) haben die Netzkosten seitens Swissgrid erhöht. Bei den Netzbetreibern sind das höhere Zinsniveaus (über den WACC) sowie höhere Wirkverluste externer Faktoren, welche für diesen Anstieg der Netzkosten verantwortlich sind. Insgesamt

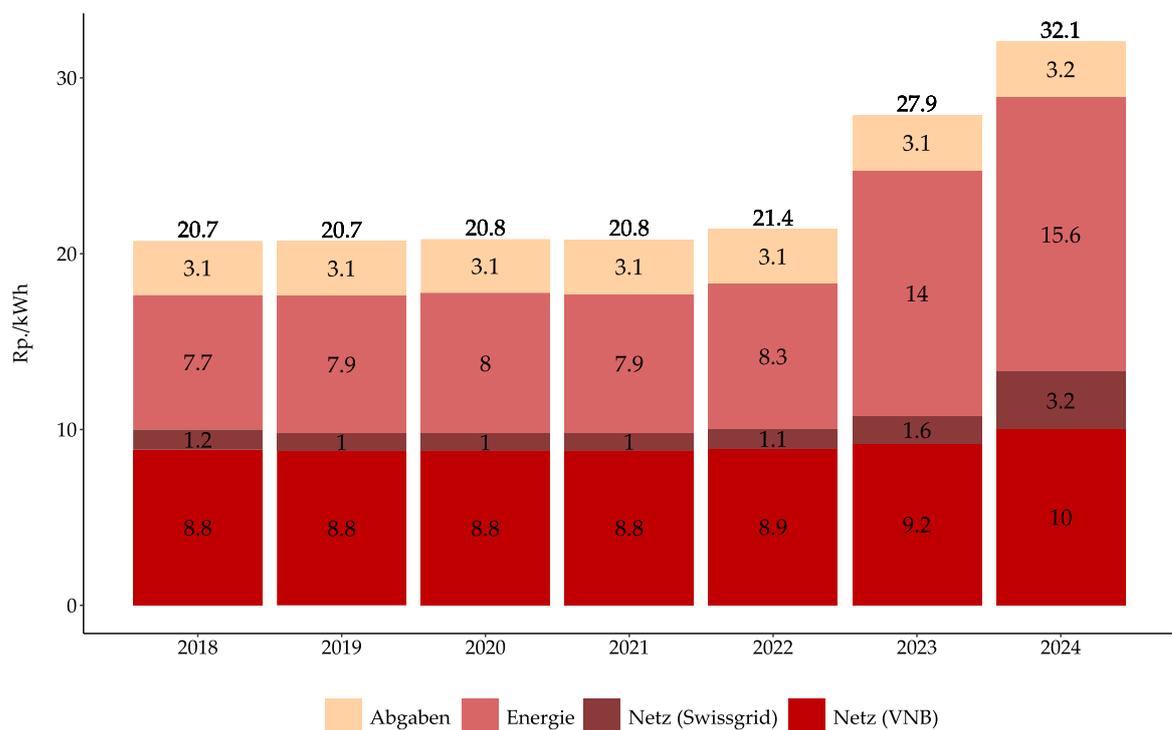
<sup>95</sup> Um die Vergleichbarkeit mit dem Profil DC zu erhöhen, wurden im Vergleich zu 2018 zusätzlich die Profile H2 und H3 berücksichtigt.

<sup>96</sup> Eurostat hat keine Angaben zu den Eigenschaften von Verbrauchsprofilen.

ergibt sich für den Zeitraum von 2018 bis 2024 eine Zunahme der Strompreise von 11.4 Rp./kWh, die sich aus einer Erhöhung der Energiekomponente um 8.0 Rp./kWh und einer Erhöhung der Netzkomponente um 3.3 Rp./kWh zusammensetzt.

Die durchschnittlichen Abgaben liegen bei 3.2 Rp./kWh. Dabei entfallen 2.3 Rp./kWh auf den Netzzuschlag gemäss Art. 35 EnG, welcher schweizweit einheitlich ist. Zusätzlich gibt es noch kommunale Abgaben und Gebühren wie beispielsweise Konzessionsabgaben, welche zwischen den Gemeinden variieren. Bei den Abgaben gab es seit 2018 keine bedeutenden Veränderungen.

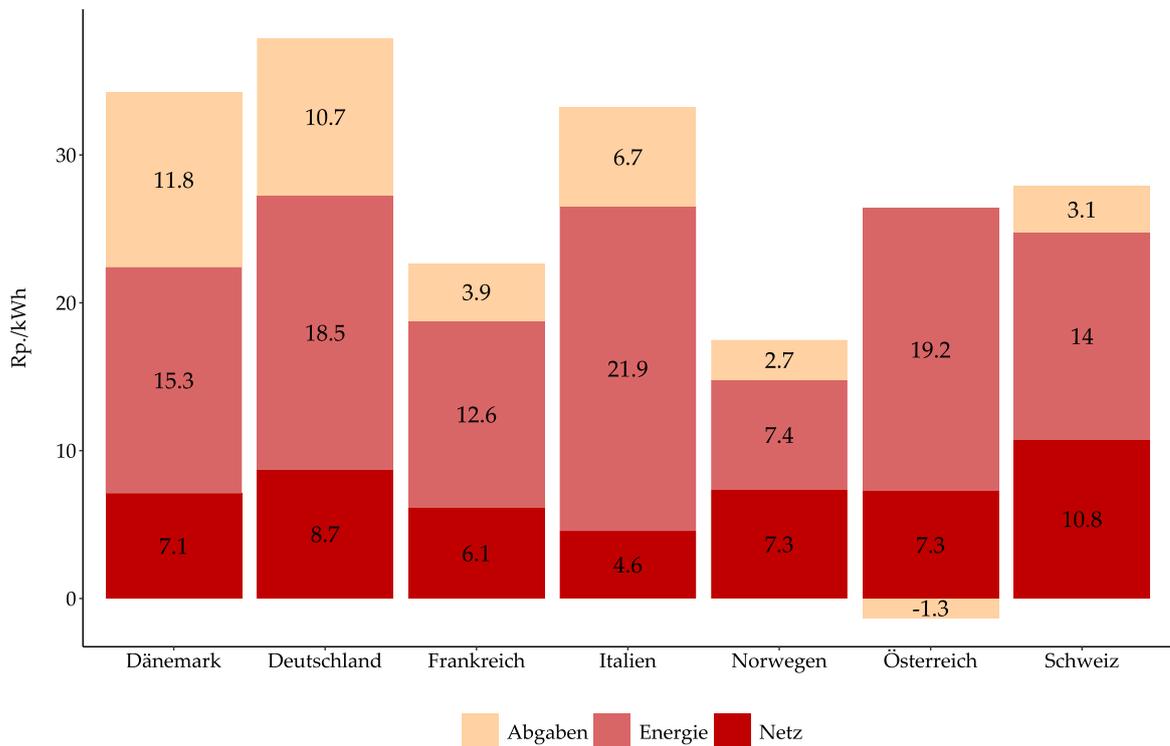
**Abbildung 45: Strompreisentwicklung in der Schweiz nach Komponente**



Quelle: Swiss Economics, Daten aus ECom Strompreisvergleich und Eurostat

**Abbildung 46** zeigt die Strompreise für Haushaltskunden im Vergleich zu anderen europäischen Ländern im Jahr 2023. Dabei zeigt sich, dass die Preise für Schweizer Haushaltskunden im internationalen Vergleich im Mittelfeld liegen. In Dänemark, Deutschland und Italien sind die Strompreise höher als in der Schweiz. In Österreich, Frankreich und Norwegen sind die Strompreise tiefer.

Abbildung 46: Strompreis Haushalte im europäischen Vergleich 2023

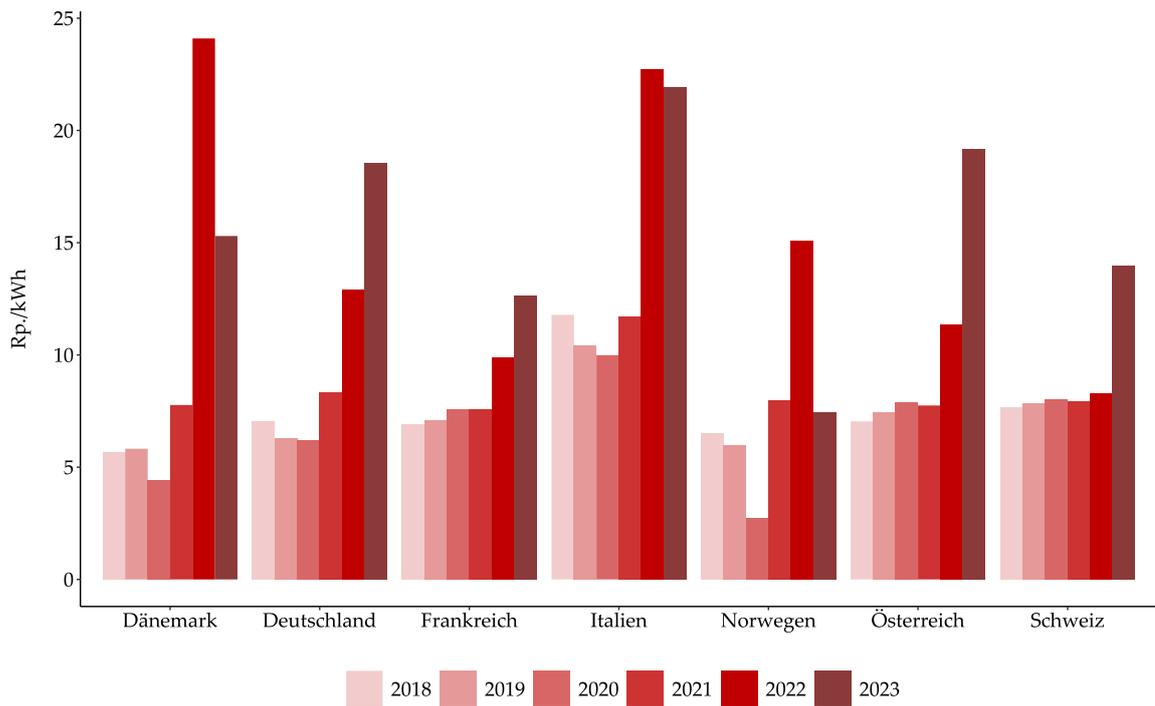


Quelle: Swiss Economics, Daten Strompreisvergleich ElCom und Eurostat

Nachfolgend wird die Entwicklung dieser drei Strompreiskomponenten in den Vergleichsländern von 2018 bis 2023 genauer untersucht. **Abbildung 47** zeigt die Entwicklung der Energiekosten seit 2018. Im Jahr 2021 ist bei allen Ländern mit Ausnahme der Schweiz und Frankreich ein erheblicher Anstieg der Energiekosten ersichtlich. Der Effekt der Energiekrise zeigt sich in den Grundversorgungspreisen der Schweiz im folgenden Jahr, 2023, als sich der Preis beinahe verdoppelt hat. In Deutschland und Österreich stieg der Energiepreis im Jahr 2023 erneut deutlich an, während er in Frankreich nur leicht anstieg, in Italien nahezu unverändert blieb und in Dänemark und Norwegen deutlich abnahm.

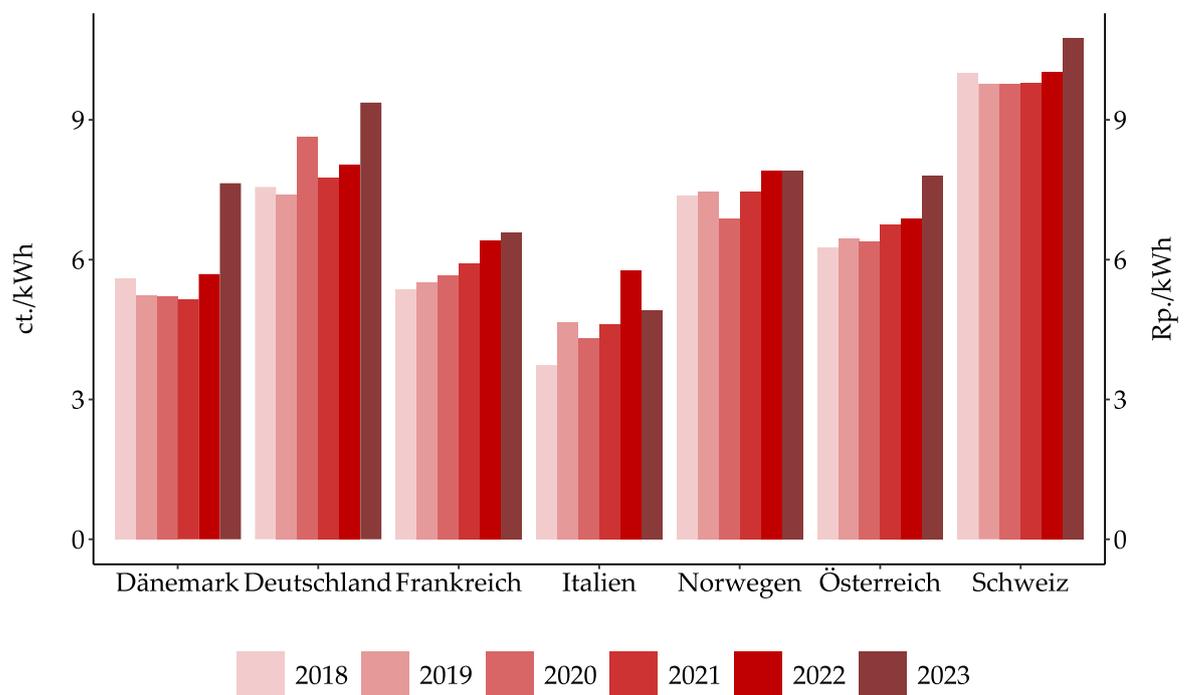
**Abbildung 48** zeigt die Entwicklung der Netzkosten von 2018 bis 2024. Der Wechselkurs CHF/EUR, welcher in diesem Zeitraum stark gesunken ist, hätte bei einer Wechselkursumrechnung der Tarife einen starken Einfluss auf das Bild. Daher wird im Gegensatz zu den anderen Abbildungen, die Entwicklung in verschiedenen Währungen dargestellt; in Euro (ct./kWh) für die Vergleichsländer und in Franken (Rp./kWh) für die Schweiz. Dabei gab es 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. Wie im vorangegangenen Abschnitt gezeigt, ist dies in der Schweiz vor allem den höheren Kosten des ÜNB geschuldet. In Italien haben die Netztarife 2023 wieder um 0.8 ct./kWh abgenommen.

Abbildung 47: Entwicklung Energiekosten im europäischen Vergleich



Quelle: Swiss Economics, Daten Strompreisvergleich EICom und Eurostat

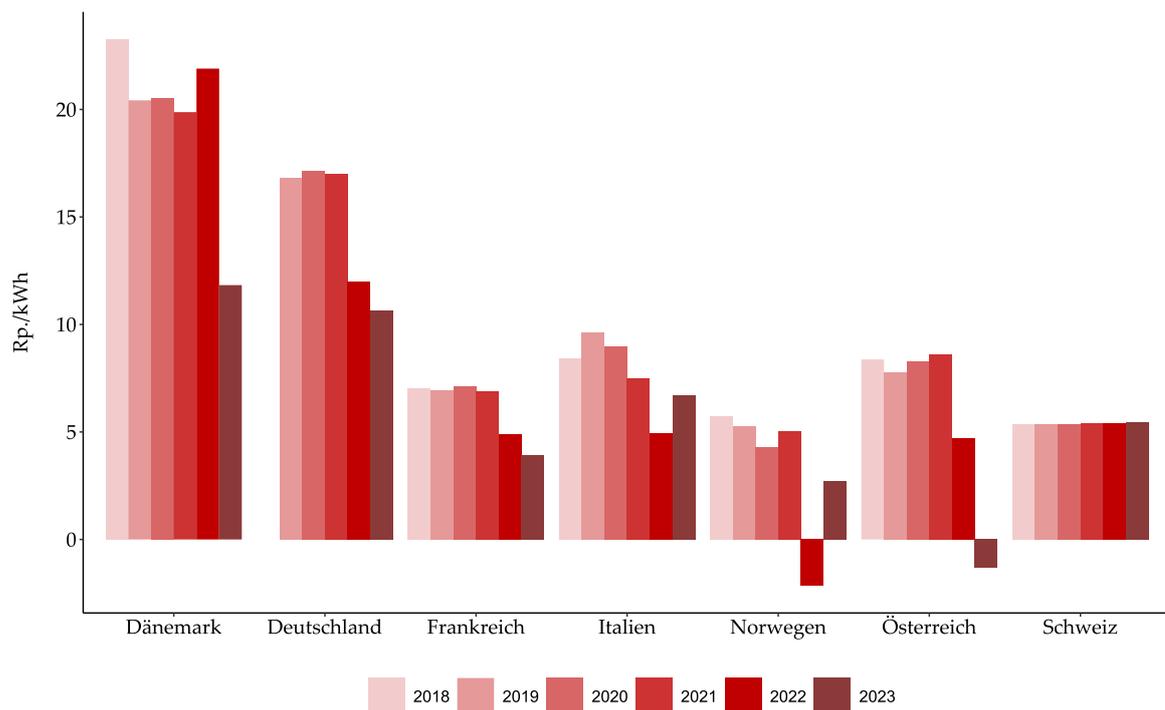
Abbildung 48: Entwicklung Netzkosten im europäischen Vergleich



Quelle: Swiss Economics, Daten Strompreisvergleich EICom und Eurostat

**Abbildung 49** vergleicht die Entwicklung der Abgaben von 2018 bis 2024. In der Schweiz blieben die Abgaben über den gesamten Zeitraum nahezu unverändert bei 3 Rp./kWh. In den anderen Vergleichsländern haben die Abgaben im beobachteten Zeitraum abgenommen. Diese Entwicklung kann einerseits durch die Wechselkursentwicklung erklärt werden, ist aber andererseits auch den Massnahmen geschuldet, welche auf eine Senkung der Kundenpreise im Rahmen der Energiekrise abzielten. Rückvergütungen bei hohen Energiepreisen waren in Norwegen (2022) und Österreich (2023) höher als alle anderen Abgaben, wodurch diese Preiskomponente negativ wurde.

**Abbildung 49: Entwicklung Abgaben im europäischen Vergleich**



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

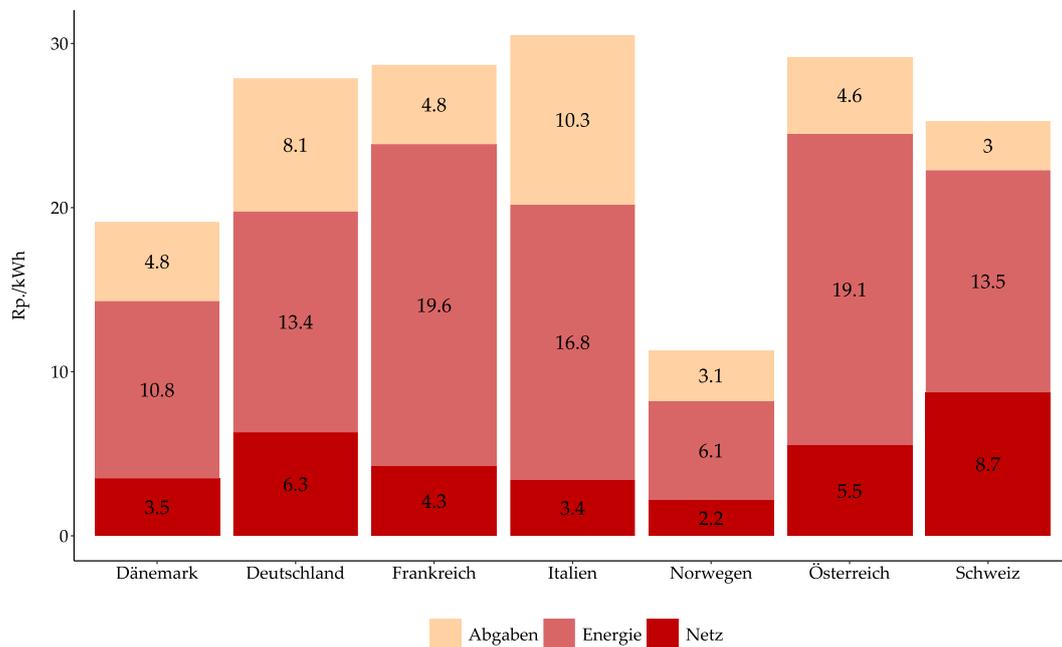
Quelle: Swiss Economics, Daten Strompreisvergleich ElCom und Eurostat

#### 4.4.2 Preisentwicklung bei Industrie- und Gewerbetunden

Beim internationalen Preisvergleich von Gewerbetunden in **Abbildung 50** zeigt sich ein anderes Bild als bei Haushaltskunden. Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die den Tarifen zugrunde liegenden Profile für Gewerbetunden bei der Schweiz und den Vergleichsländern nicht vollständig übereinstimmen (vgl. Tabelle 2). Zudem handelt es sich bei den Daten der Gewerbetunden in der Schweiz um diejenigen in der Grundversorgung, während sie in den Vergleichsländern im geöffneten Markt sind.

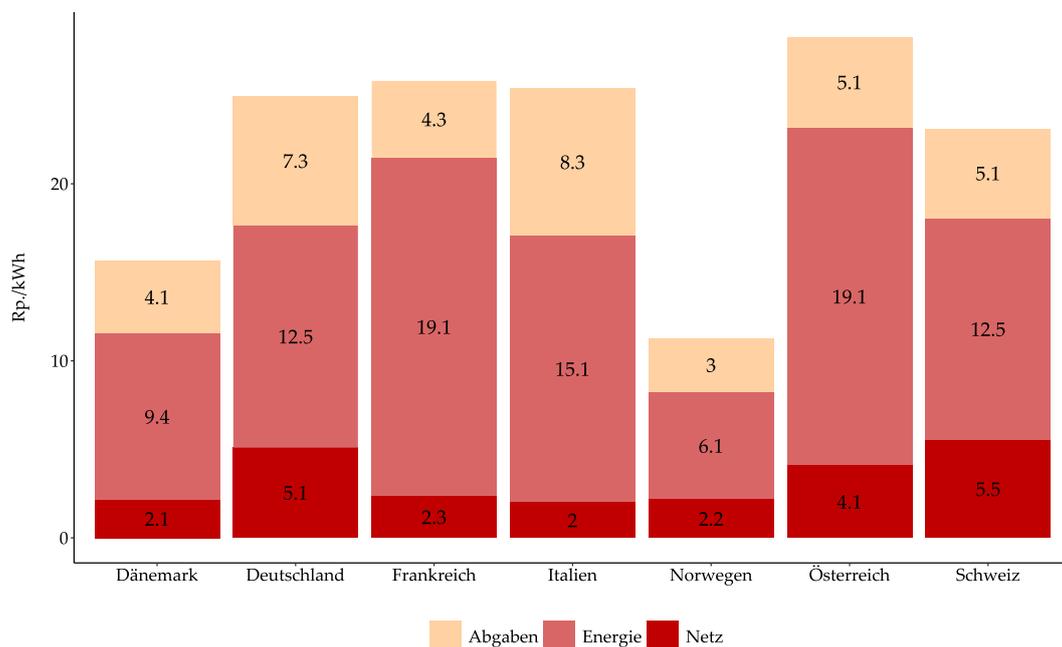
Beim Strompreis für Gewerbetunden liegt die Schweiz mit rund 25 Rp./kWh in 2023 umgerechnet leicht unter Deutschland, Frankreich, Österreich und Italien. Dänemark und Norwegen weisen deutlich tiefere Tarife für Gewerbetunden auf. Bei den Abgaben für Gewerbetunden liegt die Schweiz mit rund 3 Rp./kWh etwa gleichauf mit Norwegen und tiefer als Frankreich, Österreich, Dänemark, Deutschland und Italien.

Abbildung 50: Internationaler Preisvergleich bei Gewerbekunden 2023



Quelle: Swiss Economics, Daten aus Elcom Strompreisvergleich und Eurostat

Abbildung 51: Internationaler Preisvergleich bei Industriekunden 2023 (1.5 GWh)



Quelle: Swiss Economics, Daten aus Elcom Strompreisvergleich und Eurostat

Der internationale Preisvergleich von Industriekunden (**Abbildung 51**) unterscheidet sich von Haushalts- und Gewerbekunden. Die Preise für Industriekunden liegen in der Schweiz mit 23 Rp./kWh unter den Tarifen in Deutschland, Italien, Frankreich und Österreich. Die Stromtarife in Dänemark und Norwegen sind jedoch deutlich tiefer. Mitunter am höchsten liegen in der Schweiz die verrechneten Netztarife, bei den Abgaben liegt die Schweiz im Mittelfeld. Zu beachten ist, dass es sich um ein Profil mit Jahresverbrauch 1.5 GWh handelt.

Für einen Vergleich für Grosskunden mit Jahresverbrauch über 20 GWh sei auf den Lagebericht 2024 des Bundesrates<sup>97</sup> verwiesen, der für das Jahr 2019 nahelegt, dass die Preise in der Schweiz mit Ausnahme von Deutschland und Italien durchwegs höher lagen. Werden nur Netz mit Abgaben betrachtet, lag nur Deutschland höher.

Nicht berücksichtigt sind in den Vergleichen Ausnahmeregelungen im Ausland für energieintensive Unternehmen, welche diese in beträchtlichem Ausmass (weiter) entlasten können.

Der internationale Preisvergleich zeigt Unterschiede für Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden, doch in allen untersuchten Fällen liegen im internationalen Vergleich die Schweizer Strompreise im Mittelfeld, wobei die Netzkosten verhältnismässig hoch und die Abgaben verhältnismässig tief sind. Dies ist von hoher Bedeutung, da die Netzkosten sich bis 2050 weiter stark erhöhen werden.<sup>98</sup> Insofern kommt künftig der Kosteneffizienz der Netzbetreiber eine entscheidende Rolle zu.

#### 4.5 Regionale Preisunterschiede

Der Preis der Strompreiskomponenten Energie, Netz und Abgaben ist in der Schweiz durch eine regionale Heterogenität gekennzeichnet:

- Die Unterschiede der Energiekomponente werden durch die Art der Strombeschaffung getrieben. Dies hängt einerseits davon ab, ob Netzbetreiber Strom aus Eigenproduktion, am Markt oder aus einer Kombination von beidem beziehen. Bei der Beschaffung über den Markt können zudem unterschiedliche Beschaffungsstrategien und Laufzeiten der Lieferverträge zu Preisunterschieden führen.
- Bei den Netztarifen sind Kostenunterschiede zwischen den Netzbetreibern ausschlaggebend. Gemäss Angaben der ECom liegen diese in unterschiedlichen topographischen Gegebenheiten des Netzgebiets, unterschiedlichem Lastverhalten der angeschlossenen Endkunden und Effizienzunterschieden der Netzbetreiber begründet.<sup>99</sup> Zudem dürften kalkulatorische bzw. buchhalterische Effekte relevant sein. Dazu zählt die Bewertung der Assets im Zuge der Marktöffnung im Jahr 2009 und inwieweit die Netzbetreiber die gesetzlichen Möglichkeiten ausreizen, Gemeinkosten dem Netzbetrieb anzurechnen.
- Auch bei den Abgaben gibt es regionale Unterschiede, da gewisse Gemeinden zusätzliche Abgaben verrechnen.

Der [Strompreisvergleich der ECom](#) visualisiert die Stromtarife verschiedener Nutzerprofile sowie einzelne Tarifkomponenten in der Grundversorgung.

---

<sup>97</sup> Siehe SECO (2024). [Lagebericht zur Schweizer Volkswirtschaft 2024](#).

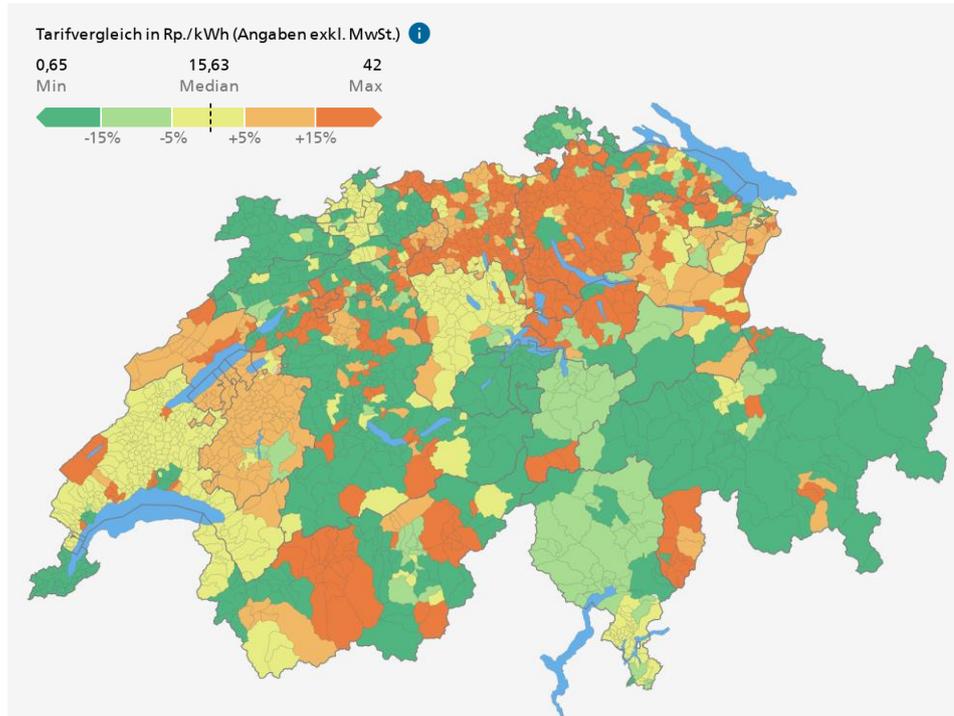
<sup>98</sup> Siehe [Medienmitteilung](#) des BFE vom 22. November 2024.

<sup>99</sup> <https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/themen/strompreise/elektrizitaetstarife.html>, abgerufen am 29.8.2024.

## Entwicklung der Energiekomponente

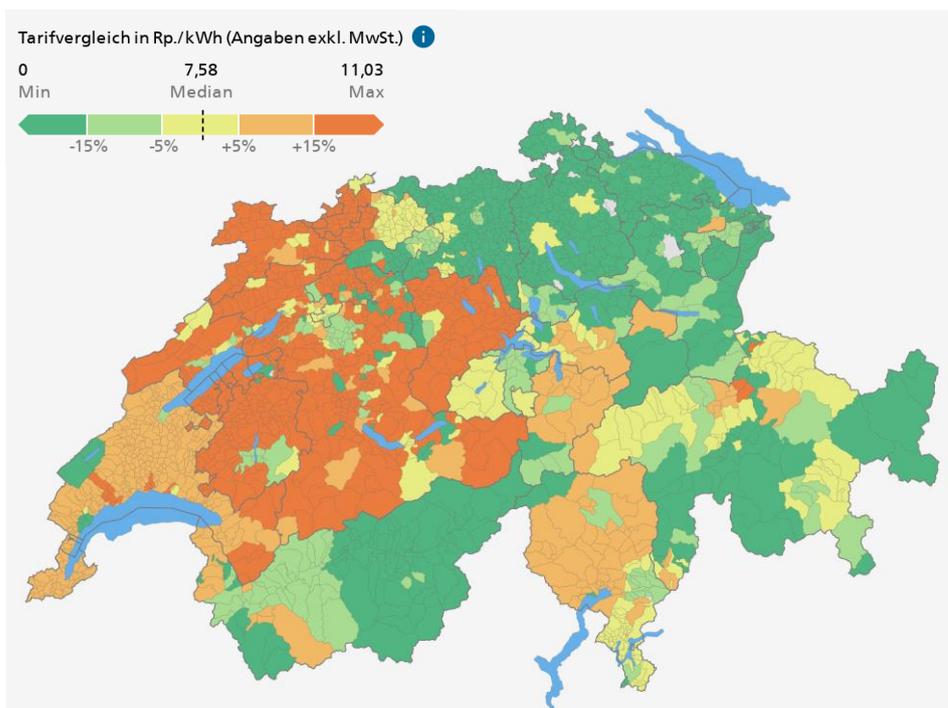
Abbildung 52 und Abbildung 53 stellen die regionalen Unterschiede der Energiekomponente dar.

Abbildung 52: Regionale Unterschiede der Energiekomponente 2024



Quelle: ElCom Strompreisvergleich

Abbildung 53: Regionale Unterschiede der Energiekomponente 2018



Quelle: ElCom Strompreisvergleich

Dabei sind die Abweichungen vom Mittelwert unterschiedlich eingefärbt (Dunkelgrün: mehr als 15 Prozent unter Median, hellgrün: 5 bis 15 Prozent unter dem Median, gelb: weniger als 5 Prozent unter oder über dem Median, orange: 5 bis 15 Prozent über dem Median, Rot: mehr als 15 Prozent über dem Median).

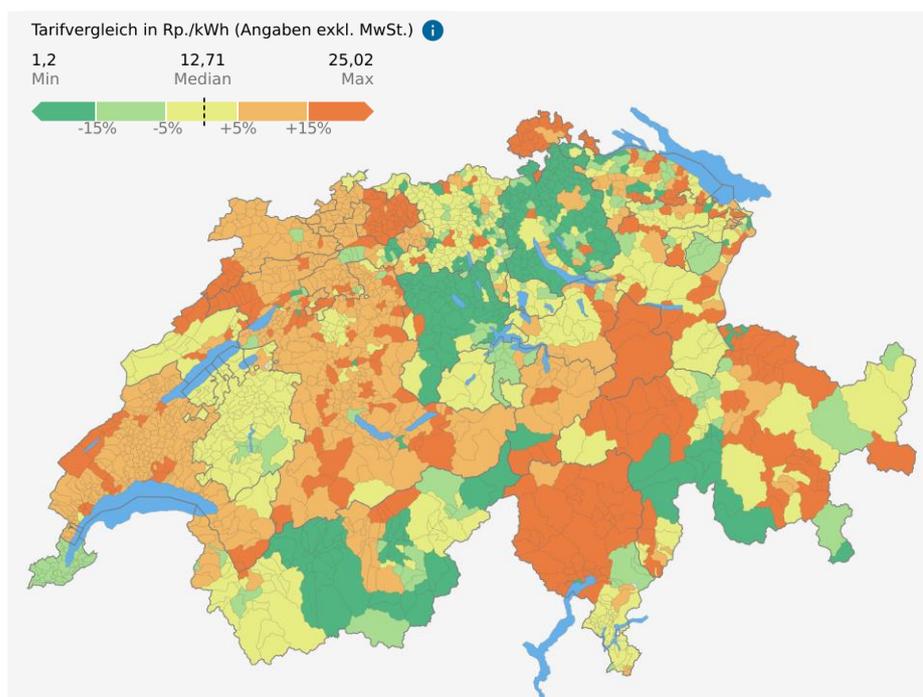
Tiefe Energiepreise zeigen sich dabei vor allem in den Kantonen Jura, Bern, Nid- und Obwalden, Tessin, Schwyz und Graubünden. Höhere Energietarife im Vergleich zum Median gibt es somit in den Kantonen Zürich, Zug und Aargau. Damit hat sich das Bild der Energietarife im Vergleich zum Median in Jahr 2018 (Abbildung 53) stark verändert. Damals hatten die Kantone Fribourg, Neuenburg, Bern, Luzern, Solothurn und Jura deutlich höhere Energietarife. Die Ostschweizer Kantone, Zürich, Aargau, Graubünden und das Wallis wiesen hingegen tiefere Energietarife auf.

### Entwicklung der Netzkomponente

**Abbildung 54** und **Abbildung 55** zeigen die regionalen Unterschiede der Netzkomponente 2018 und 2024.

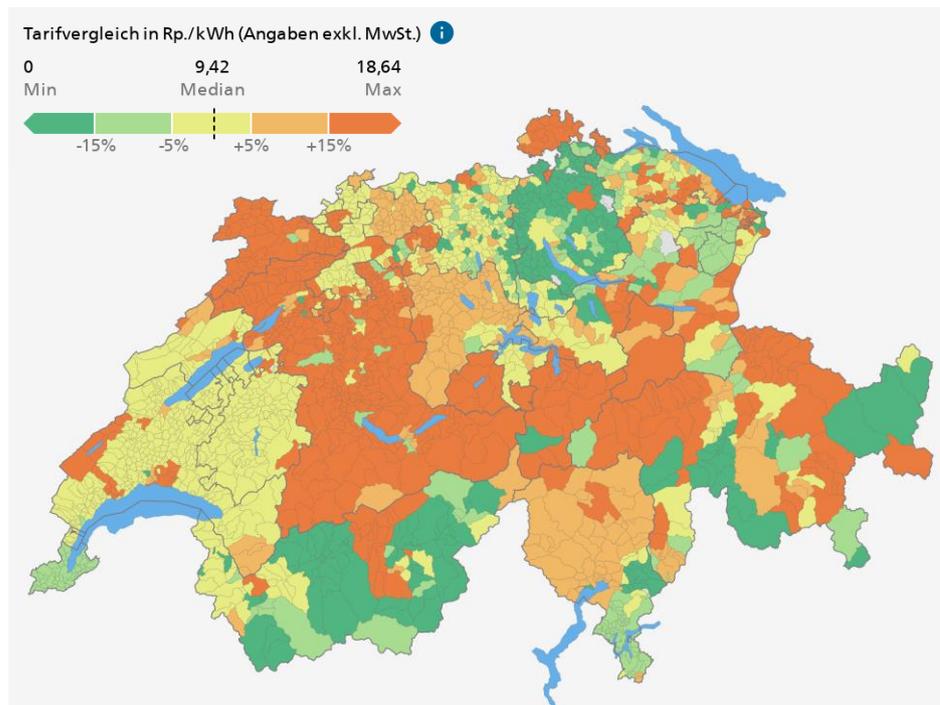
Kantone, deren Netztarife mehrheitlich mehr als 15 Prozent unter dem Median liegen, sind Wallis, Luzern und Zürich. Die Kantone Basel-Landschaft, Glarus und Tessin haben hingegen Netztarife welche mehrheitlich mehr als 15 Prozent über dem Median liegen. Die relativen Preise im Vergleich zum Medianpreis sind von 2018 bis 2024 vor allem in den Kantonen Jura, Bern und der Innerschweiz (LU, NW, OW, SZ) gesunken. In den Kantonen Tessin und Basel-Landschaft sind die Netztarife im Vergleich zum Median überdurchschnittlich gestiegen.

**Abbildung 54: Regionale Unterschiede der Netzkomponente 2024**



Quelle: ElCom Strompreisvergleich

**Abbildung 55: Regionale Unterschiede der Netzkomponente 2018**



Quelle: ElCom Strompreisvergleich

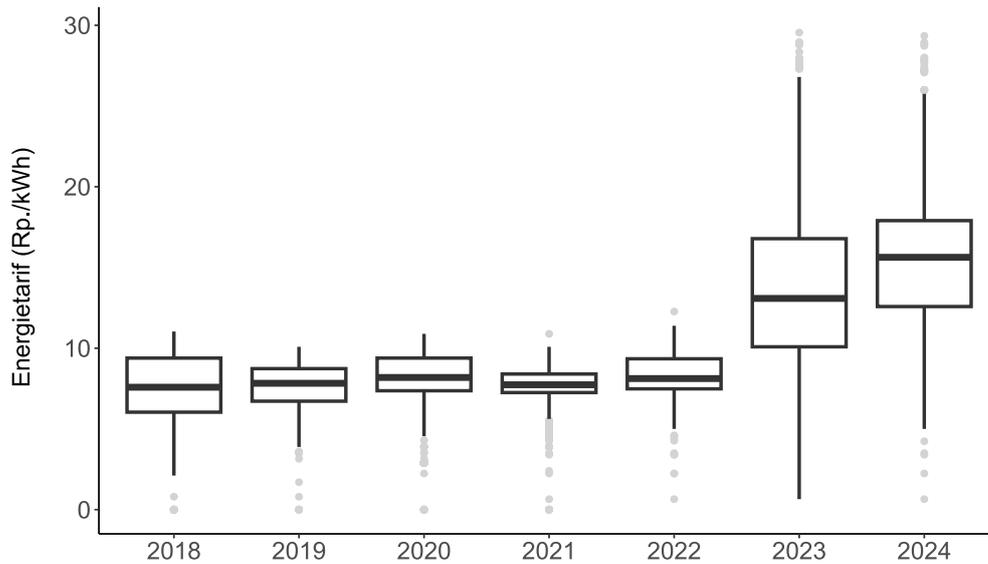
### Entwicklung der Verteilung

**Abbildung 56** und **Abbildung 57** stellen die Entwicklung der Verteilung der Energie- und Netztarife für Schweizer Haushaltskunden dar. Dazu wurden die Standardtarife aus dem ElCom Strompreisvergleich untersucht. **Abbildung 56** visualisiert die Entwicklung der Energietarife von Haushaltskunden von 2018 bis 2024. Dabei zeigt sich von 2018 bis 2021 bei nahezu gleichbleibendem Mediantarif eine stetige Abnahme der Streuung der Tarife in unterschiedlichen Gemeinden. Im Jahr 2023 hat die Streuung der Energietarife massiv zugenommen mit Werten zwischen 2 und 30 Rp./kWh und einem Interquartilsabstand (IQA)<sup>100</sup> zwischen 12 und 17 Rp./kWh. Die Gründe dieser Divergenz liegen in der Zunahme der Energiepreise im Jahr 2023 und unterschiedlichen Eigenversorgungsgraden, Beschaffungsstrategien und Laufzeiten der Lieferverträge. Im Jahr 2024 haben die Energietarifunterschiede wieder abgenommen, die Unterschiede sind aber noch ein Vielfaches grösser als 2018. Beispiele dieser Entwicklungen werden am Ende des Kapitels gezeigt.

Die Unterschiede der Netztarife sind geringer als bei den Energietarifen. Von 2019 bis 2023 hat der Interquartilsabstand der Netztarife stetig abgenommen. Mit dem allgemeinen Anstieg der Netztarife im Jahr 2024 haben auch die Unterschiede zwischen den Netzbetreibern wieder leicht zugenommen. Der Interquartilsabstand der Netztarife liegt 2024 zwischen 12.1 und 14.6 Rp./kWh.

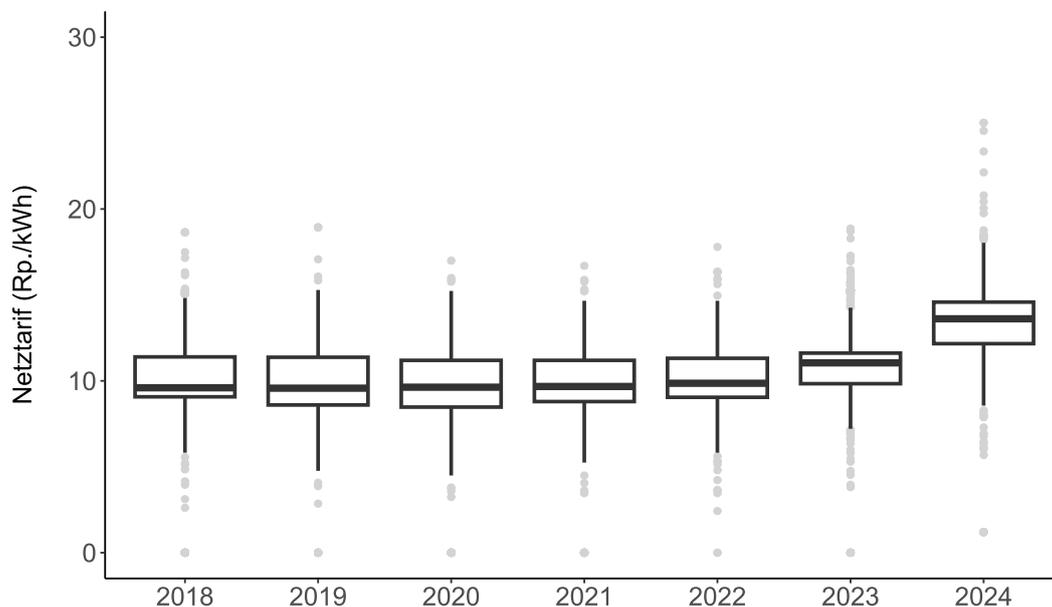
<sup>100</sup> Abstand zwischen dem 25. und 75. Perzentil, also der mittleren 50 Prozent der Energietarife.

Abbildung 56: Entwicklung Energietarif Haushaltskunden



Quelle: Swiss Economics, Daten aus ElCom Strompreisvergleich

Abbildung 57: Entwicklung Netztarif Haushaltskunden



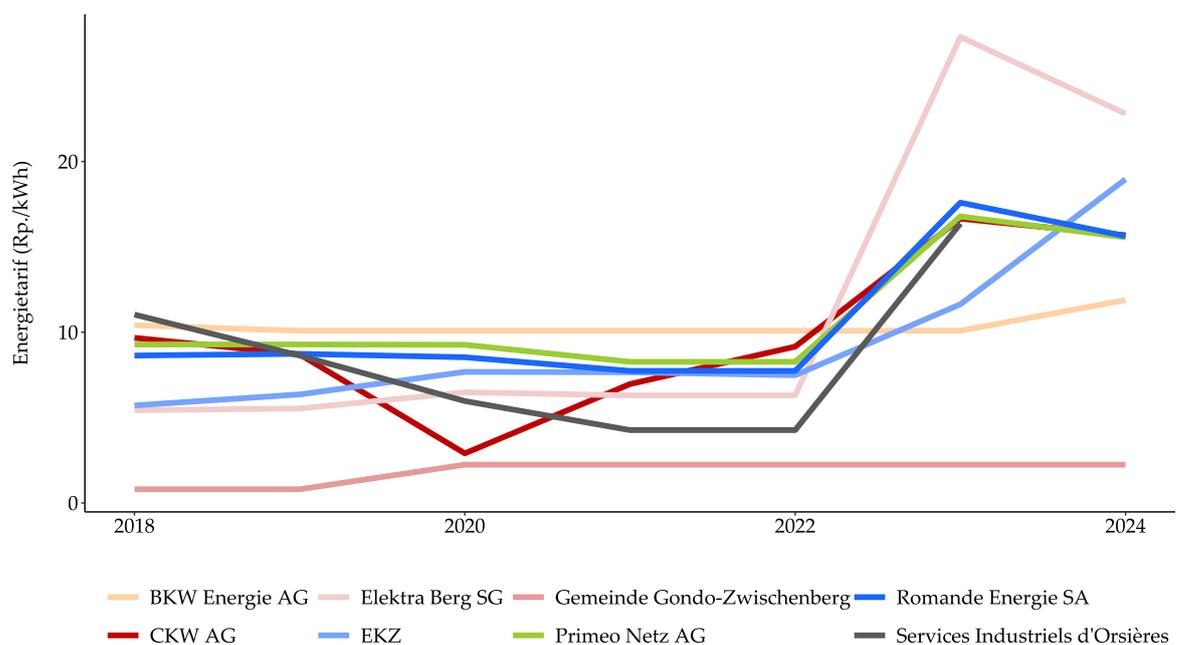
Quelle: Swiss Economics, Daten aus ElCom Strompreisvergleich

### Beispielhafte Entwicklung des Energietarifs bei Haushaltskunden

Abbildung 58 zeigt, dass es nicht nur grosse Unterschiede der Höhe der Energietarife für Haushaltskunden (H4) gibt, sondern auch unterschiedliche Entwicklungen bei verschiedenen Netzbetreibern. Dabei sind beispielhafte Netzbetreiber abgebildet, welche

unterschiedliche und interessante Preisentwicklungen aufweisen.<sup>101</sup> Die Gemeinde Gondo-Zwischenberg weist einen sehr tiefen und konstanten Energietarif auf, welcher sich trotz Energiekrise auch in den Jahren 2023 und 2024 nicht verändert hat. Ebenfalls kaum verändert ist der Tarif der BKW, allerdings auf bedeutend höherem Niveau. Zu Beginn lag dieser am oberen Ende der Vergleichsgruppe, seit 2023 ist er vergleichsweise tief. Die EKZ, welche 2018 noch einen relativ tiefen Energietarif aufwies, verzeichnete insbesondere im Jahr 2024 einen starken Anstieg und liegt nun höher als andere grössere Netzbetreiber. Die Elektra Berg SG, als Beispiel für viele kleinere Netzbetreiberinnen, wies von 2018 bis 2022 deutlich tiefere Energietarife auf als die grösseren VNB. Im Jahr 2023 verzeichnete sie jedoch einen enormen Anstieg des Energietarifs von 6 Rp./kWh auf 27 Rp./kWh, welcher im Jahr 2024 nur wenig zurückgegangen ist. Romande Energie, CKW und die Primeo Energie als grössere Netzbetreiber zeigen eine sehr ähnliche Preisentwicklung mit einer leichten Abnahme der Tarife bis 2022 und einem starken Anstieg im Jahr 2023. Die Services Industriels d’Orsières, welche 2018 noch den höchsten Tarif in der Schweiz aufwies, hatten eine stetige Abnahme der Energietarife bis 2022 und befinden sich seit 2023 auf demselben Niveau wie die CKW, die Romande Energie und die Primeo Energie.

**Abbildung 58: Energietarifentwicklung ausgewählter Grundversorger**



Quelle. Eigene Darstellung, Daten aus ElCom Strompreisvergleich

<sup>101</sup> Die dargestellten Netzbetreiber wurden nur als Beispiel ausgewählt, da sie interessante Entwicklungen im Laufe der Zeit aufweisen. Die Entwicklungen werden im Text dargestellt. Die Daten aller Netzbetreiber sind öffentlich und können auf [www.strompreis.elcom.admin.ch](http://www.strompreis.elcom.admin.ch) eingesehen werden.

## 4.6 Eigenverbrauch (EV) und Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch (ZEV)

### 4.6.1 Einführung

Der Eigenverbrauch (EV) von selbsterzeugtem Strom ist in der Schweiz seit 2014 erlaubt. Dies hat für dezentrale Erzeuger den Vorteil, dass sie bei eigens verbrauchtem Strom keine Netztarife und Abgaben zahlen müssen. Zudem profitieren sie davon, dass die Kosten des Energietarifs, welche durch den Eigenverbrauch eingespart werden, oft höher sind als der Einspeisetarif.

Seit 2018 ist es auch möglich, dass sich verschiedene Haushalte zu einem Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) verbinden. ZEV, welche einen Jahresverbrauch von mehr als 100 MWh Strom aufweisen, haben Anrecht auf den Netzzugang nach Art. 13 Abs. 1 StromVG. Dabei können sich nicht nur mehrere Verbraucher im gleichen Haus, sondern auch mehrere Grundstücke zusammenschliessen und gegenüber dem Energieversorger als ein Kunde auftreten. Die erzeugte Energie wird dabei für alle angeschlossenen Verbraucher innerhalb des ZEV verwendet und bis zu einem Preis vom Mittelwert aus den Gestehungskosten der Anlage sowie den Kosten eines externen Standardstromproduktes verrechnet. Die ZEV bleiben dabei immer noch ans Netz angeschlossen und können bei Bedarf fehlenden Strom beziehen oder überschüssigen Strom einspeisen.

Als Alternative zum ZEV wird von vielen Netzbetreibern auch ein eigenes Praxismodell angeboten, welches den Eigenverbrauch fördert. Dieses ermöglicht den Eigenverbrauch mit mehreren Nutzern, ohne einen ZEV gründen zu müssen. Durch Smart Meter misst der Netzbetreiber die Einspeisung sowie den Stromverbrauch der in der Eigenverbrauchsgemeinschaft angeschlossenen Parteien. Ein Beispiel dafür ist das Angebot Eigenstrom X von den EKZ<sup>102</sup>. Als Preis für den Eigenstrom wird dabei der Standardtarif für Haushaltskunden abzüglich 2 Rp./kWh verwendet. Die Abrechnung erfolgt über die EKZ, welche die Einnahmen für den Eigenstrom vierteljährlich, abzüglich eines Dienstleistungsentgelts von 1 Rp./kWh, an den Produzenten ausbezahlt.

### 4.6.2 Entwicklung

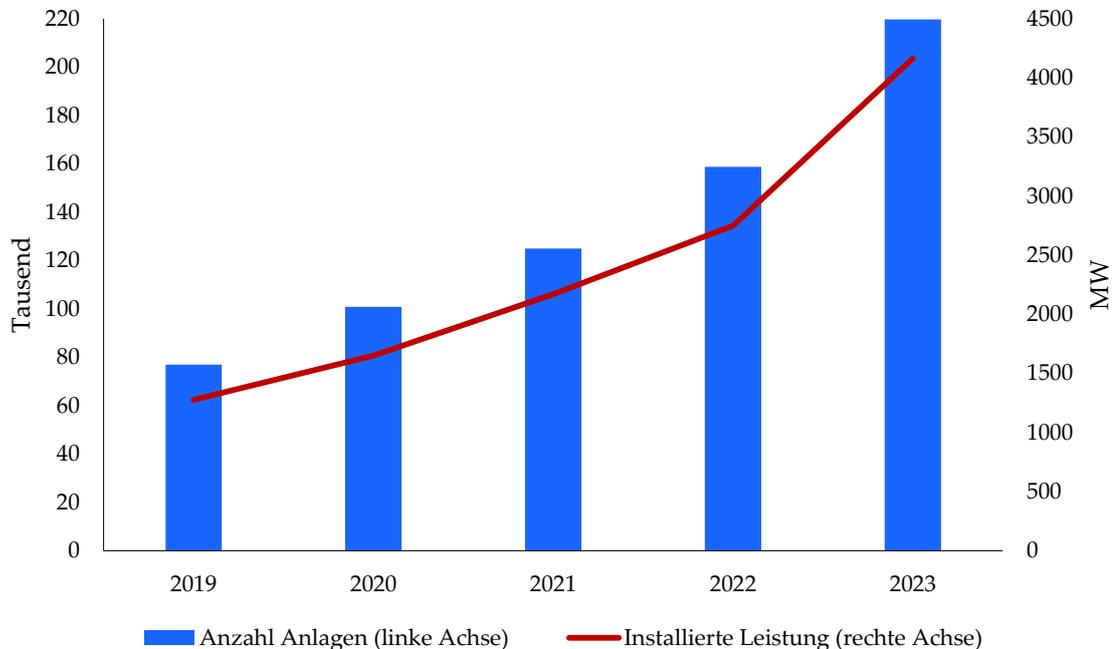
Das Wachstum von dezentralen Photovoltaik-Anlagen und die hohen Strompreise in der Energiekrise haben zu einem zunehmenden Ausbau von PV-Anlagen mit Eigenverbrauch geführt. **Abbildung 59** zeigt die Entwicklung der Anzahl Photovoltaik-Anlagen mit Eigenverbrauch sowie der darin installierten Leistung, welche in einer Umfrage an VNB im Rahmen des Monitorings der Energiestrategie 2050 erhoben wurden. Dabei zeigt sich sowohl bei der Anzahl Anlagen als auch der installierten Leistung eine starke Zunahme, wobei sich die Werte zwischen 2019 und 2023 verdreifachen. Es gibt jedoch keine Statistiken zur Entwicklung des Eigenverbrauches, jedoch lässt sich diese anhand der durchschnittlichen Erzeugung pro installierte Leistung einer PV-Anlage sowie des durchschnittlichen Eigenverbrauchsgrad ableiten. Bei einem durchschnittlichen Eigenverbrauchsgrad von PV-Anlagen

---

<sup>102</sup> Siehe EKZ (2024). [EKZ Eigenstrom X](#).

von 46 Prozent und einer durchschnittlichen Erzeugung von 885 kWh pro installierte kWp<sup>103</sup> Leistung wurden 2023 somit etwa 3.2 Prozent des Gesamtverbrauchs im Eigenverbrauch erzeugt.

**Abbildung 59: PV-Anlagen mit Eigenverbrauch**



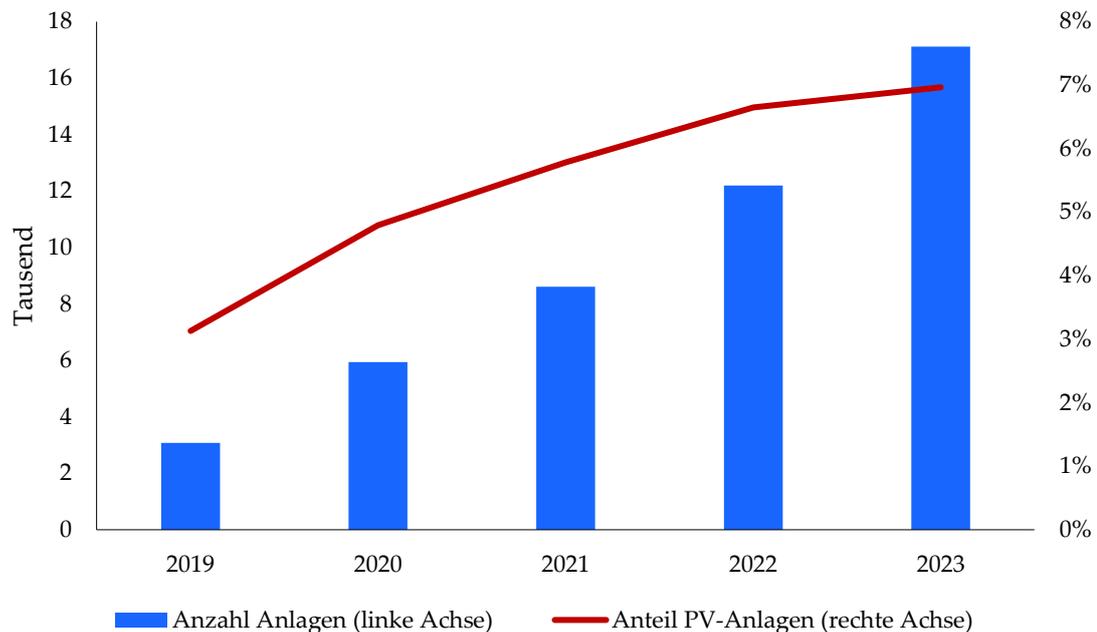
Quelle: VNB-Umfrage des BFE im Rahmen des Monitorberichts zur Energiestrategie 2050 <sup>104</sup>

Der Anteil des Eigenverbrauchs und die damit verbundenen Einsparungen bei Netztarifen und Abgaben kann durch die Bildung von Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch (ZEV) zusätzlich gesteigert werden. **Abbildung 60** zeigt die Anzahl und den prozentualen Anteil PV-Anlagen, welche sich in ZEV befinden. 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. Durch den zunehmenden Anteil von PV-Anlagen in ZEV ist zukünftig eine Steigerung des Eigenverbrauchsgrads pro Anlage und somit auch des Anteils des Eigenverbrauchs am Gesamtstromverbrauch zu erwarten.

<sup>103</sup> kWp = Kilowatt-Peak. kWp ist die theoretische maximale Leistung, die eine PV-Anlage unter bestimmten Bedingungen erreichen kann.

<sup>104</sup> Diese Daten konnten vom BFE nicht plausibilisiert werden, zeigen aber eine Übereinstimmung mit den Anmeldungen zur Einmalvergütung von PV-Anlagen (EIV) von Pronovo

Abbildung 60: PV-Anlagen in ZEV



Quelle: VNB-Umfrage des BFE im Rahmen des Monitorberichts zur Energiestrategie 2050

#### 4.6.3 Eigenschaften von ZEV in der Schweiz

Die Elektrizitätswerke der Stadt Zürich berichten von Leuchtturmprojekten, in welchen erfolgreich Eigenverbrauchsgemeinschaften gebildet wurden: das Areal Greencity Zürich, die Côte Parc Park in Genf, welche jährlich etwa 275 MWh Strom produziert und somit etwa ein Viertel des Strombedarfs des Areals deckt oder das Areal Fischermätteli in Burgdorf, in welcher 169 Wohnungen als ZEV zusammengeschlossen sind und ihren Bedarf vollständig durch eine Photovoltaikanlage decken.<sup>105</sup> Tendenziell sind ZEV in dichten urbanen Gebieten stärker verbreitet, insbesondere auch bei Stockwerkeigentum und Genossenschaftslösungen.

Hinsichtlich der Grösse der ZEV gibt es keine Statistiken. Eine Schätzung anhand von Verbrauchsstätten eines grossen Netzbetreibers ergab, dass etwa 5 Prozent aller Verbrauchsstätten in einem ZEV sind. Eine Analyse desselben Netzbetreibers zeigt, dass ein ZEV im Durchschnitt 5,8 angeschlossene Verbrauchsstätten hat. Die geschätzte Spanne der Anzahl Haushalte, die sich in einer ZEV befinden, reicht dabei von 2 bis zu 292 Haushalten. Für ZEV mit einem jährlichen gemeinsamen Verbrauch von 100 MWh ist auch der freie Markt geöffnet. Die VNB-Umfrage des BFE ergab, dass 2022 123 ZEV mit PV-Anlagen im freien Markt tätig waren.

<sup>105</sup> Siehe EWZ (2024). [Zusammenschluss zum Eigenverbrauch](#).

#### 4.6.4 Zukünftige Entwicklungen und Herausforderungen: vZEV 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).

Bei virtuellen ZEV (vZEV) können auch Anschlussleitungen einer Spannungsebene unter 1 kV und entsprechenden Netzanschlusspunkt für den Eigenverbrauch genutzt werden, wodurch die Voraussetzung, dass der Verbrauch des ZEV über einen einzigen Zähler des VNB gemessen wird, entfällt.

Die LEG ermöglichen eine lokale Vermarktung der selbst erzeugten Elektrizität über das öffentliche Netz im selben Netzgebiet. Die Vernehmlassungsvorlage der Verordnungen sieht vor, dass die Leistung der Erzeugungsanlagen in der LEG mindestens 20 Prozent der Anschlussleistung aller teilnehmenden Endverbraucher betragen muss. Zudem müssen die angeschlossenen Zählpunkte auf derselben Netzebene liegen und beim selben Netzbetreiber in derselben Gemeinde sein. Der in LEG produzierte Strom profitiert von einem Abschlag auf den Netznutzungstarif. Der VNB muss dabei jeden Teilnehmer mit einem Smart Meter ausrüsten.

Im Vergleich zu ZEV dürften die LEG zu einem geringeren Aufwand auf Kundenseite führen. LEG können sich auch jederzeit wieder auflösen und einzelne Teilnehmer austreten, beispielsweise wenn die Grundversorgungsenergie günstiger wird als der interne Bezug.

Die Ausgestaltung des Abschlages auf den Netztarif sowie der Schwelle des Verhältnisses Anschlussleistung zu Bezugsleistung sind zum Zeitpunkt des Gutachtens noch offen. Diese Ausgestaltung hat Einfluss darauf, wie viele Kunden mit Photovoltaikanlagen für LEG berechtigt sind, welche Kostenauswirkungen beim Netzausbau zu erwarten sind und in welchem Ausmass durch die tieferen Tarife von LEG-Kunden mehr Netzkosten auf die Stromverbraucher ausserhalb von LEG verteilt werden.

## 5 Flexibilitätmarkt und Innovationen

Der zunehmende Anteil erneuerbarer Energien und die damit verbundene Volatilität der Stromerzeugung stellen das Stromsystem vor neue Herausforderungen. Um diesen zu begegnen, sind innovative und flexible Lösungen unerlässlich. In diesem Kapitel sind die wichtigsten Entwicklungen im Bereich der Flexibilität und die vielversprechendsten Innovationen dargestellt, die zur Stabilität und Effizienz des Schweizer Strommarktes beitragen können.

### 5.1 Erhöhte Flexibilitätsanforderungen an den Strommarkt

Im nachfolgenden Abschnitt wird Flexibilität definiert 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.» (vgl. Eurelectric, 2014).

Die Einbindung und Nutzung von Flexibilitäten wird in einem Energiesystem mit mehr volatiler Erzeugung wie Photovoltaik und Wind zunehmend wichtiger. Auch nachfrage-seitige Entwicklungen wie Elektromobilität und Wärmepumpen erhöhen die Anforderungen an die Flexibilität des Strommarktes.

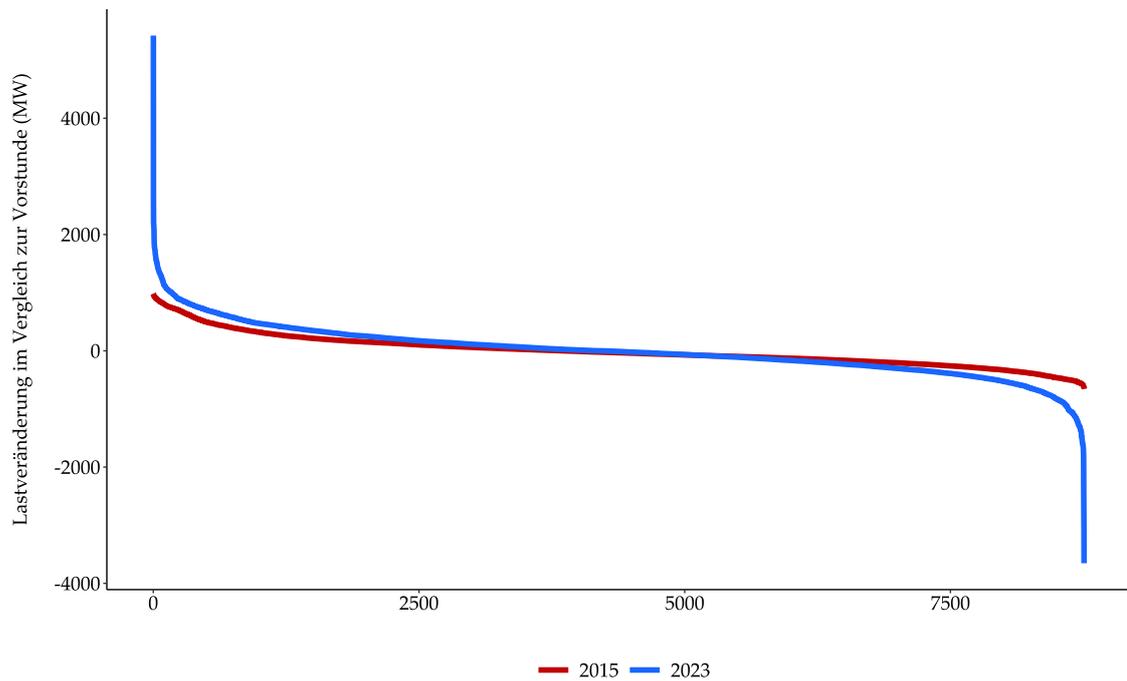
**Abbildung 61** zeigt die Leistungsveränderungen zur vorangegangenen Stunde als Dauerlinie für die Jahre 2015 und 2023. Dabei teilt sich die Stundenzahl etwa hälftig auf Leistungszunahmen und Leistungsabnahmen auf. Im Vergleich zu 2015 gab es im Jahr 2023 deutlich mehr starke Leistungsänderungen (Zunahmen oder Abnahmen über 500 MW). Auch das Ausmass dieser starken Leistungsänderungen hat deutlich zugenommen von einer maximalen Differenz von 1 GW in 2015 auf bis zu 5 GW in 2023.

Durch die Zunahme nicht steuerbarer Energien wie Photovoltaik und Wind seit 2015 hat auch die Prognosegüte abgenommen. **Abbildung 62** 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 sind und die Prognoseabweichungen auch stark zugenommen haben. Von einer maximalen Abweichung von rund 2.5 GW im Jahr 2015 auf eine maximale Abweichung von rund 5 GW im 2023. Dieses Resultat ist konsistent mit Abschnitt 3.4.4, der zeigt, dass auch die Abrufmengen bei der Regelernergie in den letzten Jahren stark zugenommen haben.

Vor dem Hintergrund der zunehmenden Leistungsschwankungen und der gestiegenen Prognoseunsicherheit sind auch in der Schweiz die Flexibilitätsanforderungen gestiegen.

Im nachfolgenden Abschnitt werden bestehende Flexibilitätsmechanismen sowie Entwicklungen und Hindernisse zur Erhöhung der Flexibilität genauer betrachtet.

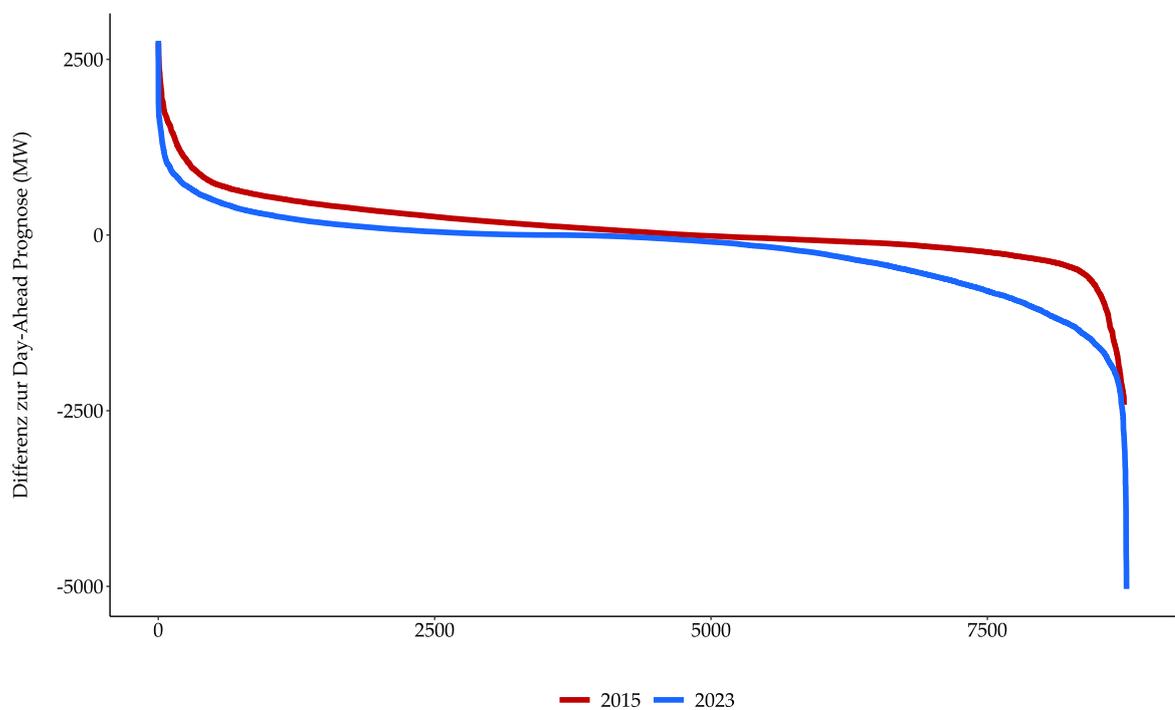
**Abbildung 61: Jahresdauerlinie der Leistungsänderung zur Vorstunde in der Schweiz**



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.

Quelle: Swiss Economics, Daten von ENTSO-E

**Abbildung 62: Vergleich der Prognoseabweichung von 2015 bis 2023**



Quelle: Swiss Economics, Daten von ENTSO-E

## 5.2 Stand und Entwicklungen

Nachfolgend wird gezeigt, wie die bestehenden sowie zukünftige Preismechanismen in der Lage sind, Signale zu erhöhtem markt- und netzdienlichen Flexibilitätseinsatz zu geben und welche Flexibilitäten diese Preissignale nutzen können.

### 5.2.1 Preissignale

#### 5.2.1.1 Intraday und Regelernergie

Ein bestehendes Instrument, welches als Preissignal die Flexibilität erhöhen kann, ist der Preis im Intradayhandel. In der Schweiz ist der Intradaymarkt sehr illiquide. Das Verhältnis der Intraday zum Day-Ahead Volumen hat in den letzten Jahren sogar abgenommen (vgl. Abschnitt 3.1.2.2).

Im Intradayhandel werden Abweichungen hauptsächlich genutzt, um Ausgleichsenergie zu reduzieren. Dies ist besonders interessant, wenn steuerbare Kraftwerke vorhanden sind. Eine denkbare Verfeinerung wäre daher die Umstellung von stündlicher auf viertelstündliche Abrechnungsintervalle, was die Menge der benötigten Ausgleichsenergie stark reduzieren könnte.

Der Abruf von Regelernergie ist ein weiteres bestehendes Instrument, welches bei einer unerwarteten Unausgeglichenheit den Markt ausbalanciert (Vgl. Abschnitt 3.4) und ein Preissignal für Flexibilitäten darstellt. Aufgrund der hohen Kosten wird sie i.d.R. nicht als Instrument eingesetzt, um vorhersehbare Schwankungen auszugleichen. Dies wird durch Abbildung 34 illustriert. Sie zeigt, dass erstens die Durchschnittskosten pro MWh positiver Regelernergie in den letzten fünf Jahren meistens teurer war als der Preis am Day-Ahead Markt. Zweitens hat insbesondere die TRE+ teilweise hohe Preissignale ausgesendet, um genügend Energie zu beschaffen.

Das Marktdesign wurde in der Vergangenheit immer wieder angepasst, u.a. mit dem Ziel, die teilnehmenden Flexibilitäten zu erhöhen und dadurch die Anzahl Anbieter zu erhöhen. Beispielsweise können seit Juni 2022 im SRE-Markt freiwillige Angebote bis 25 Minuten vor Lieferung platziert werden (vgl. Abschnitt 3.4.2).<sup>106</sup> D.h., Anbieter können kurzfristig auf Preissignale im SRE-Markt reagieren ohne Verpflichtung, die gebotene Leistung vorhalten zu müssen.

Die Nutzung von Flexibilitäten über die Preissignale im Intraday- und Regelergiemarkt erfolgt in erster Linie über die Erzeuger, welche steuerbare Kraftwerke dementsprechend umschalten. In der Schweiz sind dies vor allem Pumpspeicherkraftwerke. Künftig ist auch der Einsatz von Power-to-X-Anwendungen denkbar. Da im Unterschied zum Ausland das Leistungsproblem gering ist, sind Speichertechnologien mit viel Leistung und wenig

---

<sup>106</sup> Vor Juni 2022 waren die SRE-Preise an die SwissIX gebunden und Anbieter mussten bereits SRL vorhalten, um SRE verkaufen zu können. Nun können sie bei entsprechenden Marktsignalen auch SRE verkaufen, ohne SRL vorgehalten zu haben.

Energie, welche im Ausland sehr wichtig sind, in der Schweiz nur als Ergänzung der Wasserkraft oder auf tiefen Spannungsebenen sinnvoll.

Die energieseitigen Knappheitssignale des Intradaymarktes dringen jedoch nicht zu Kunden in der Grundversorgung und Geschäftskunden, welche primär Vollversorgungsverträge abschliessen, durch. Diese Verbraucher haben daher kurz- und mittelfristig nur geringe finanziellen Anreize, ihren Energiekonsum dem Angebot anzupassen.

### 5.2.1.2 Dynamische und flexible Tarife

Dynamische Energietarife, dynamische Netztarife und flexible Einspeisetarife für dezentrale Erzeugung funktionieren als Knappheitssignale und setzen Anreize zur Nutzung von Flexibilität von Verbrauchern und Prosumern. Hierbei kommt auch dem Design des Tarifs eine entscheidende Rolle zu. Bestenfalls incentiviert der Tarif sowohl tieferen Energieverbrauch bzw. höhere Einspeisung, wenn das Angebot kleiner als die Nachfrage ist, aber entlastet auch das Netz, indem Lastspitzen gebrochen werden. In der Schweiz gibt es bereits erste Beispiele von dynamischen Netztarifen und Einspeisetarifen.

#### Dynamische Netztarife und Energietarife

Groupe E bietet ihren Kunden mit einem jährlichen Verbrauch unter 100'000 kWh seit 2024 einen 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. Groupe E bietet eine Online-Schnittstelle (Web-API) 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.

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 Höchstattarif.<sup>107</sup> Die Festlegung der Stunden, in welchen Niedrig- bzw. Höchstattarife verrechnet werden, erfolgt dabei dynamisch bis um 12 Uhr mittags des Vortages. Die Tarife werden über die AMB APP und das Kundenportal sowie ein Gerät eines Tessiner Unternehmens in Echtzeit kommuniziert.<sup>108</sup>

Dynamische Netztarife werden durch den Mantelerlass gestärkt und es ist zu erwarten, dass in absehbarer Zeit weitere Verteilnetzbetreiber dynamische Tarife einführen werden. Dies wurde von verschiedenen Experten bestätigt. Teilweise handelt es sich dort auch einfach um Hoch- und Niedertarife, welche anhand der Netzauslastung weiter unterteilt werden.

---

<sup>107</sup> Die Differenz ist somit deutlich höher als bei Standardtarif, wo der Niedertarif 2 Rp./kWh tiefer ist.

<sup>108</sup> Siehe Azienda Multiservizi Bellinzona (AMB) (2023). [Dynamische Tarife - AMB](#).

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)**

Das hohe Wachstum von Energieerzeugung aus Photovoltaik hat Innovationen in den entsprechenden Einspeisetarifen getrieben.

Flexible Einspeisetarife verfolgen wie dynamische Tarife das Ziel, die Flexibilität der Kunden für einen energiedienlicheren und netzdienlicheren Verbrauch zu nutzen. Durch Einspeisetarife können Prosumenten incentiviert werden, den Eigenverbrauch dann vorzunehmen, wenn das Energieangebot oder die Netzauslastung hoch sind.

Der Solaranbieter Helion Energy AG zum Beispiel bietet seit 2023 für Kunden mit einer Produktion von bis zu 30 kWp die Auswahl aus drei verschiedenen Einspeisevergütungsmodellen.<sup>109</sup> Einspeiser können wählen zwischen einem Fixtarif von 14 Rp./kWh für die nächsten 5 Jahre, einem Fixtarif von 12 Rp./kWh für die nächsten 10 Jahre sowie einem Börsentarif, welcher die Einspeisung anhand des stündlichen EPEX Day Ahead Preis vergütet.<sup>110</sup> 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 gegebenenfalls sogar Reserven von Elektroauto- oder Hausbatterien einzuspeisen.

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. Die Einspeiseprämie im Winter beträgt 32 Rp./kWh im Hochtarif und 12 Rp./kWh im Niedertarif, während sie im Sommer bei 20 Rp./kWh im Hochtarif und 7 Rp./kWh im Niedertarif liegt. Dies soll einerseits zum Eigenverbrauch anregen und Lastspitzen vermeiden und andererseits Winterstrom fördern und unterschiedliche PV-Produktionsmöglichkeiten bezüglich Neigung und Ausrichtung incentivieren.<sup>111</sup>

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.<sup>112</sup> Die letzten 40 Prozent, welche nur 6 Prozent der Jahresenergie ausmachen, können zum Eigenverbrauch genutzt werden.

---

<sup>109</sup> Siehe Helion Energy AG (2023). [Helion Solartarif - Einspeisevergütung Solarstrom](#).

<sup>110</sup> Dabei werden die direkten Vermarktungskosten abgezogen sowie die Herkunftsnachweise mit 1 Rp./kWh vergütet.

<sup>111</sup> Siehe Primeo Energie (2024). [Strompreise 2024 Primeo Energie](#).

<sup>112</sup> Siehe Genossenschaft Elektra Jegenstorf (2024). [Stromprodukte](#).

Durch die Teilnahme an TOP-40 erhalten Prosumenten einen 8 Prozent höheren Einspeisetarif sowie eine einmalige Prämie von 150 CHF.

Die Einspeisetarife von Helion, Primeo Energie und der Elektra Jegenstorf reagieren zwar nicht dynamisch auf die Netzauslastung, incentivieren aber indirekt auch die Nutzung von Flexibilitäten. Die Solartarife von Helion, welche sich am Spotmarktpreis orientieren, fördern den Eigenverbrauch zu Zeiten hohen Angebots bzw. tiefer Nachfrage und erhöhen die energieseitige Flexibilität. Die Orientierung an Spotpreisen führt jedoch dazu, dass die Netzauslastung nicht in den Preissignalen berücksichtigt wird. 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. Der Tarif ist jedoch etwas unscharf, da ein bestimmter Zeitraum (12-15 Uhr) fix die tiefste Einspeiseprämie hat, dies jedoch nicht immer der Knappheit/Auslastung eines einzelnen Tages entspricht. Auch der Tarif der Elektra Jegenstorf bietet netzseitige Flexibilität, indem der Eigenverbrauch dann genutzt wird, wenn mehr als 60 Prozent der Anlagenkapazität erreicht sind.

### **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 um CHF 2.70 tieferen Hochtarif von und einen um CHF 3.10 CHF tieferen Niedertarif.<sup>113</sup> Dies führt zu einer Entlastung des Netzes, da die Ladeleistung von Elektrofahrzeugen in Zeiten mit erwartungsgemäss hoher Netzauslastung gesenkt wird.

### **Herausforderungen bei dynamischen Tarifen**

Anwendungen dynamischer und flexibler Netz-, Energie- und Einspeisetarife sind in der Schweiz noch eher selten. Die Netzbetreiber sind bei Implementierung dieser Modelle mit verschiedenen Herausforderungen konfrontiert:

- **Preisbildung:** Dynamische Netztarifen (z.B. nach dem Beispiel von Groupe E) sollten früh genug veröffentlicht werden, da die Marktkunden in der Kostenoptimierung sowohl die Netztarife als auch der Preis der Energie (welche am Vortag am Spotmarkt gekauft wird) berücksichtigen. Aus Sicht der Kundenakzeptanz ist auch die Nachvollziehbarkeit der Preisberechnung wichtig.

Eine grundlegende Frage bei dynamischen Tarifen ist die Festlegung der entsprechenden Preise. Energieseitig sollte sich der Tarif an der Stromproduktion orientieren, welche durch die Grosshandelspreise reflektiert wird. Dies geschieht etwa bei den Solartarifen von Helion, welche sich am Spotmarkt orientieren. Die Netzauslastung wird bei

---

<sup>113</sup> Vgl. Primeo (2024). [Electromobility](#).

der Orientierung an Spotmarktpreisen nicht berücksichtigt und kann so durch dynamische Tarife sogar noch verstärkt werden. Marktbasiertes Lastverhalten kann den Netzausbaubedarf um 10 bis 100 Prozent erhöhen.<sup>114</sup> Daher ist bei der Ausgestaltung der Tarife aus Sicht Netzbetreiber auch die Entlastung des Netzes ein wichtiger Aspekt. Eine Entlastung kann erreicht werden, indem sich die Tarifsysteme an der prognostizierten Netzlast (wie im Vario-Tarif von Groupe E) orientieren. Ein idealer dynamischer Stromtarif berücksichtigt sowohl Netz als auch Energie. Die Kombination dieser beiden Preiskomponenten bildet eine Herausforderung in der Festlegung dynamischer Tarife. Denkbar ist eine Festlegung variabler Netztarife anhand der prognostizierten Netzlast, sowie variable Energietarife proportional zu den Spotmarktpreisen. Zielkonflikte zwischen Netz- und Marktdienlichkeit bleiben jedoch inhärent, wobei in der Vergangenheit u.a. Ampelmodelle diskutiert wurden.<sup>115</sup> Der Mantelerlass gibt in dem Zusammenhang dem Netzbetreiber unter definierten Voraussetzungen ein beschränktes Vorrecht bei der Nutzung von Flexibilitäten, teils auch unentgeltlich (Art. 19 StromVV).

- Vermeidung neuer Lastspitzen: Eine wichtige Frage ist, wie die Netzdienlichkeit optimiert wird. Dynamische Tarife können zu neuen Lastspitzen (Herding) führen, wenn alle Elektromobile zur gleichen Zeit laden (vgl. auch Fussnote 114). Es wird in weiteren Forschungsarbeiten untersucht, welche zusätzlichen Anreize helfen könnten, neue Netzlastspitzen zu verhindern. Zur Lösung dieses Problems gibt es mehrere Möglichkeiten: verschiedene dynamische Tarife, eine zufällige Auswahl eines Tarifs, eine Geographische Unterteilung oder dynamische Leistungstarif-Komponenten.
- Regulierung: Viele Netzbetreiber decken den Bedarf für die Grundversorgung vorab aus eigener Produktion und verrechnen diesen zu Gestehungskosten (Jahreskosten) der Kraftwerke. Diese Gestehungskosten folgen nicht dem stündlichen Marktpreis. Insofern ist offen, ob Netzbetreiber, welche den Bedarf durch Eigenproduktion decken, Preissignale, welche nicht ihren Gestehungskosten entsprechen, energieseitig weitergeben dürfen. Die aktuellen Vorgaben zur Tarifsetzung sind immer noch statisch und einschränkend, wodurch viele Versorger im Angebot dynamischer Preismodell limitiert sind. Das Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien bietet mehr Freiheit bei der Festlegung der Netznutzungstarife und die Möglichkeit für VNBs, dynamische Tarife anzubieten.
- Technologie: Zur Einführung dynamischer Tarife wird eine API-Schnittstelle benötigt. Diese führen zu grösseren IT-Anforderungen, welche gerade für kleinere VNB schwieriger zu bewerkstelligen sind. Entscheidend zur Implementierung dynamischer Tarife ist auch der Einsatz und der Fortschritt von Künstlicher Intelligenz und maschinellem

---

<sup>114</sup> Vgl. Consentec, EBP und Polynomics für das BFE (2022), Tabelle 1.2. [Auswirkungen einer starken Elektrifizierung](#) und eines massiven Ausbaus der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien auf die Schweizer Stromverteilnetze.

<sup>115</sup> Vgl. z.B. Ecofys mit Swiss Economics für das BFE (2015). [Zukünftige Energiemärkte und die Rolle der Netzbetreiber](#).

Lernen in der Prognose und Optimierung, was für einige VNB ebenfalls eine Schwierigkeit darstellen kann.

### 5.2.1.3 Flexibilitätsmärkte

Als Alternative zur Beanreizung von Flexibilitäten durch dynamische Tarife sind auch dezentrierte Flexibilitätsmärkte eine Möglichkeit. Dabei könnte der bereits gut funktionierende SDL-Flexibilitätmarkt (vgl. Abschnitt 3.4.1) durch einen netzdienlichen und energiedienlichen Flexibilitätmarkt sowie lokale Flexibilitätsmärkte ergänzt werden.

Bei lokalen Flexibilitätsmärkten handelt es sich um Marktplätze für Engpassmanagement, die lokale Flexibilitätsangebote zusammenführen. Dadurch können Netzbetreiber physische Engpässe zuverlässig und kosteneffizient beheben. Flexibilitätsanbieter erhalten wiederum eine zusätzliche Möglichkeit, ihre Flexibilität zu vermarkten. Flexibilität bedeutet in diesem Zusammenhang die kurzfristige Abweichung von einem festgelegten Fahrplan.

Ein Beispiel eines solchen Flexibilitätsmarktes ist das Projekt Enera, welches über die Strombörse EPEX Spot lief und vom 4. Februar 2019 bis 30. Juni getestet wurde. Dabei wurde lokale Flexibilität von 4000 Angeboten gebündelt und von Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern genutzt.<sup>116</sup> Ein weiteres Beispiel ist das 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.<sup>117</sup>

In der Schweiz gibt es bisher noch keine lokalen Flexibilitätsmärkte. Im Mantelerlass wurde die Flexibilität berücksichtigt, indem diese den Kunden zugesprochen wurde. Es ist zukünftig denkbar, dass auch in der Schweiz Flexibilitätsangebote gebündelt werden und über Märkte verkauft werden. Ob diese ausreichen, um die Netzauslastung und den Netzausbau zu beschränken, ist allerdings noch unklar.

Da markt- und netzdienliche Flexibilitätsmärkte 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.

Um die Anreize durch dynamische Tarife oder Flexibilitätsmärkte zur Erhöhung der Flexibilität von Verbrauchern nutzen zu können, ist es eine Voraussetzung, dass die Marktgegenseite auch «smart» ist. Die Stromkunden müssen mit Speichermöglichkeiten oder Eigenverbrauchsoptimierung auf die Preissignale reagieren können. Diese beiden Themen werden in nachfolgenden Abschnitten vertieft betrachtet.

---

<sup>116</sup> Siehe Projekt Enera (2020). [Das Marktdesign des enera Flexmarktes](#).

<sup>117</sup> Siehe [Medienmitteilung](#) von Swissgrid vom 13. Dezember 2023.

## 5.2.2 Speichermöglichkeiten

Speichertechnologien spielen eine zentrale Rolle bei der Bereitstellung von Flexibilität im Stromnetz, indem sie eine zeitliche Verlagerung von Angebot und Nachfrage ermöglichen. Es wird hier zwischen Speichertechnologien bei den Endkunden und bei den Stromproduzenten unterschieden. Im Bereich der Endkunden gewinnen Hausspeichersysteme zunehmend an Bedeutung. Klassische Speichertechnologien wie Wasser- oder Pumpspeicher werden nicht diskutiert.

### 5.2.2.1 Neuere Speichertechnologien auf Seite Endkunden

#### Hausspeichersysteme

Seit einigen Jahren werden stationäre Batteriespeicher in Verbindung mit Photovoltaikanlagen und Eigenverbrauchsoptimierung verstärkt gebraucht.<sup>118</sup> Diese Speicherlösung ermöglicht es, überschüssig produzierte Solarenergie zu speichern und zu einem späteren Zeitpunkt zu nutzen oder ins Netz einzuspeisen. Ein typisches Problem ohne Stromspeicher ist, dass während der sonnigen Stunden des Tages, wenn die meiste Energie produziert wird, die Nachfrage oft gering ist, da die meisten Menschen bei der Arbeit oder unterwegs sind. Die gespeicherte Energie kann dann am Abend genutzt werden, wenn die Solaranlage keinen Strom mehr produziert. Stationäre Batteriespeicher erhöhen die Unabhängigkeit von externen Energiequellen und senken die Kosten durch geringeren Netzstrombezug.

Da die Preissignale momentan eher gemässigt sind, ist es schwierig, Use Cases zu monetarisieren. Simulationen eines Netzbetreibers deuten jedoch darauf hin, dass leistungsbaasierte Netztarife Investitionen in lokale Batterien finanziell attraktiv machen werden, um von einer Reduktion von Lastspitzen zu profitieren.<sup>119</sup>

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 Prozent.<sup>120</sup>

#### 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 Flexibilität in beide Richtungen ermöglicht es, dass Elektroautos nicht nur als Verbraucher, sondern auch als mobile Energiespeicher fungieren können.

---

<sup>118</sup> Siehe VSE (2016). [Basiswissendokumente](#).

<sup>119</sup> Information, die von einem Experten während eines der geführten Interviews übermittelt wurde.

<sup>120</sup> Siehe Statista (2023). [Lithium-Ion Battery price per kwh](#).

Die Technologie erlaubt den Stromfluss in zwei Richtungen: Vom Stromnetz in die Fahrzeugbatterie (konventionelles Laden) und von der Fahrzeugbatterie zurück ins Stromnetz oder zu anderen Verbrauchern.

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.

Durch diese Flexibilität können Elektrofahrzeuge zur Netzstabilisierung beitragen, indem sie bei hoher Nachfrage Strom ins Netz einspeisen und bei Überangebot Energie aufnehmen. Dies macht bidirektionales Laden zu einem vielversprechenden Instrument für die Integration erneuerbarer Energien und die Bewältigung von Lastspitzen im Stromnetz.

Seit dem 1. Januar 2022 ist die Anmeldung von bidirektionalen Ladestationen bei den Verteilnetzbetreibern möglich<sup>121</sup>. Mit dem Mantelerlass können kleine Speicher, ähnlich wie Pumpspeicherkraftwerke, bei entsprechender Rückeinspeisung eine Rückerstattung von Netzentgelten bekommen, wodurch eine doppelte Verrechnung der Netzentgelte bei V2G vermieden wird. Die Schweiz geht über die bestehende EU-Gesetzgebung hinaus.

Theoretisch bietet bidirektionales Laden wirtschaftliche Vorteile, indem es die Wirtschaftlichkeit von Solaranlagen erhöht und den Kauf eines separaten Heimspeichers überflüssig macht. Jedoch sind die Investitionskosten für geeignete Ladestationen derzeit noch hoch, und die Akzeptanz der Nutzer ist entscheidend für den Erfolg. Nutzer erwarten benutzerfreundliche Systeme und Garantien gegen Batteriealterung.

### 5.2.2.2 Neuere Speichertechnologien auf Seite Produzenten

#### Hybridsysteme

Hybridsysteme in der Energietechnik kombinieren verschiedene Energiequellen und -speichertechnologien, um die Vorteile der einzelnen Komponenten zu nutzen und deren Nachteile auszugleichen. Ein typisches Beispiel ist die Verbindung von erneuerbaren Energiequellen mit Speichertechnologien, um Schwankungen in der Energieproduktion auszugleichen und die Netzstabilität zu verbessern.

Das Hybridwerk-Projekt der Regio Energie Solothurn in Zuchwil ist ein Vorzeigebispiel für solch ein innovatives Hybridsystem. Im Rahmen des STORE&GO-Projekts 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 Besonderheit des Solothurner Projekts lag in der biologischen Methanisierung: Archaeen (Urbakterien) wandeln Wasserstoff aus dem Hybridwerk und CO<sub>2</sub> aus einer nahegelegenen Kläranlage in Methan um. Dieses kann direkt ins Gasnetz eingespeist werden.

---

<sup>121</sup> Siehe Swiss eMobility (2022). [Bidirektionales Laden](#).

Die Pilot-Anlage wurde bis 2020 wissenschaftlich ausgewertet und ist mittlerweile wieder zurückgebaut.<sup>122</sup>

### Grossskalige Batteriespeicher

Grossskalige Batteriespeicher mit Kapazitäten von mehreren Megawattstunden dienen als flexible Puffer im Stromnetz und unterstützen die Integration erneuerbarer Energien. Ihre Hauptaufgabe besteht darin, überschüssige Energie zu speichern und bei Bedarf wieder einzuspeisen, um Netzfrequenzschwankungen auszugleichen und Spitzenlasten abzudecken. 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.<sup>123</sup>

## 5.2.3 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.

### 5.2.3.1 Energiemanagementsysteme und Kundenplattformen

Die Eigenverbrauchsregelungen haben die Innovationstätigkeiten im Bereich der Eigenverbrauchsoptimierung von Einfamilien- und Mehrfamilienhäusern stark getrieben.

Viele EVU bieten Gesamtenergielösungen für Kunden im Ökosystem Energie an. Durch eine intelligente Steuerung werden Haushaltsgeräte, Warmwassererzeugung, Wärmepumpen und Batteriespeicher für Elektromobilität an die Solarproduktion geknüpft, um den Eigenverbrauch zu optimieren. Durch Eigenverbrauchsgemeinschaften oder ZEV (vgl. Abschnitt 4.6) kann diese Optimierung auch über mehrere Haushalte erfolgen. 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, Batteriespeicher und kundenspezifische Abrechnungslösungen verwendet werden.

---

<sup>122</sup> Siehe Regio Energie Solothurn (2024). [Forschungsstandorte](#).

<sup>123</sup> Siehe AEW (2024). [Batteriespeicher Dättwil](#).

Die Gebäudeautomation, die Ausrüstung von Gebäuden mit digitaler Infrastruktur, bzw. Ladeinfrastruktur ist ebenfalls im Gange. Das Ziel ist die Vernetzung der Einzelsysteme. Hier stellt die (mangelnde) Standardisierung eine Herausforderung dar.

Mit Eigenverbrauchsoptimierungen und Gebäudeautomation gehen auch Fortschritte bei den Kundenschnittstellen einher. Durch Portale, Plattformen oder Apps wird ein Mehrwert für die Verbraucher geschaffen. So kann durch einen besseren Verbrauchsüberblick und Steuerungsmöglichkeiten, etwa im Bereich von Licht und Heizung, die Energieeffizienz gesteigert und der Komfort erhöht werden.

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.

Um die Smart Energy Modelle nutzen zu können, ist die entsprechende Datenverfügbarkeit und die Kommunikationsfähigkeit notwendig. Eine Grundlage dafür bildet die Ausrollung von Smart Meter.

### 5.2.3.2 Smart Meter Rollout

**Abbildung 63** zeigt die Entwicklung des Smart Meter Rollout von 2019 bis 2023 anhand der Angaben in der Netzbetreiberbefragung des BFE. Die Anzahl Smart Meter ist in diesem Zeitraum konstant gewachsen, von 0.94 Mio. im Jahr 2018 auf 2.24 Mio. im Jahr 2023. Der Anteil Smart Meter an Messeinrichtungen ist im besagten Zeitraum von 17 Prozent auf 39 Prozent gestiegen. Auch wenn der Smart Meter Rollout bei gewissen VNB noch etwas langsam ist, macht dieser insgesamt grosse Fortschritte. So konnte die CKW als erste grosse Energieversorgerin bis zum 30. April 2024 alle 185'000 Messstellen in ihrem Versorgungsgebiet auf Smart Meter umrüsten.<sup>124</sup> CKW nutzt die Daten der Smart Meter, um im Jahr 2025 einen Tarif anzubieten, der nicht nur auf dem Verbrauch (kWh), sondern auch auf der maximal in Anspruch genommenen Leistung (kW) basiert. Mit diesem Netz-Leistungstarif für Privatkunden möchte CKW Anreize schaffen, damit Kunden es vermeiden, das Netz mit hohen Leistungsspitzen zu belasten.<sup>125</sup>

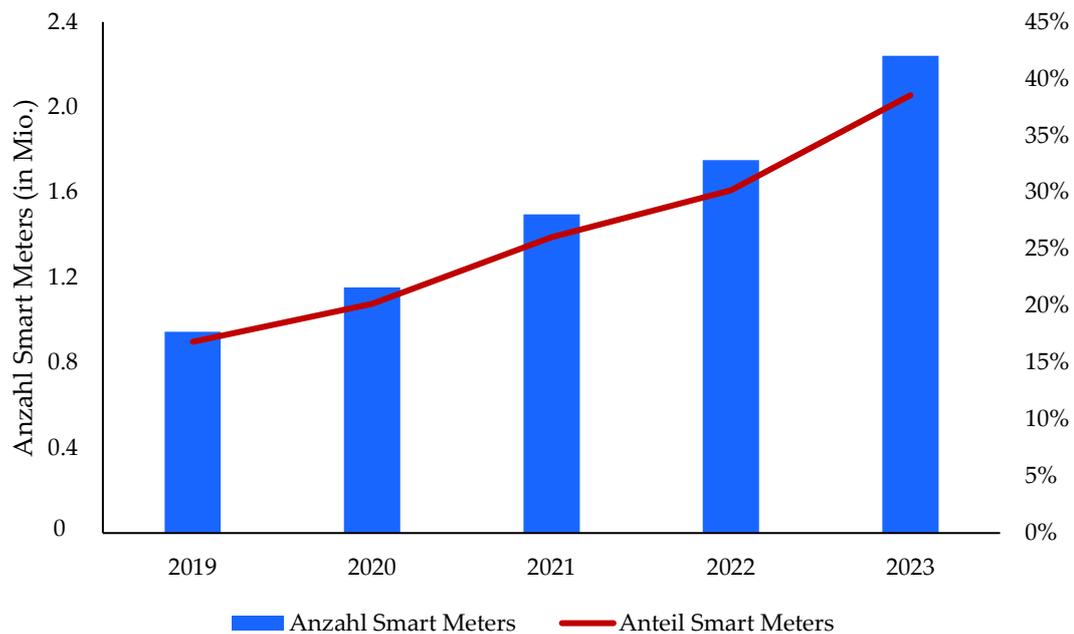
Bis Ende 2027 müssen 80 Prozent aller Zähler durch Smart Meter ersetzt sein (Art. 31e StromVV).

---

<sup>124</sup> Siehe [Medienmitteilung](#) von CKW vom 30. April 2024.

<sup>125</sup> Siehe [Medienmitteilung](#) von CKW vom 27. August 2024.

Abbildung 63: Entwicklung Smart Meter Rollout



Quelle: VNB-Umfrage des BFE im Rahmen des Monitorberichts zur Energiestrategie 2050

Eine Standardisierung der Systeme wäre hilfreich, damit Energiemanagementsysteme auch kommunizieren können. Die entsprechenden Protokolle, Systeme und Schnittstellen müssen kompatibel sein. Eine diesbezügliche Lösung kann entweder über die Branche oder den Regulator erfolgen.

### 5.2.3.3 Virtuelle Kraftwerke

Ein virtuelles Kraftwerk im weiteren Sinn ist ein Zusammenschluss von dezentralen Einheiten im Stromnetz, die über ein gemeinsames Leitsystem koordiniert werden.

Tiko, gegründet 2012, bietet eine Plattform für dezentrales Energiemanagement, 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. Die initiale Implementierung von Tiko in der Schweiz stiess jedoch auf Herausforderungen, die zur Veräusserung an Engie führten.

Da die Skalierbarkeit aufgrund der starken Fragmentierung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVUs) schwieriger ist und durch den nur teilweise liberalisierten Energiemarkt die wirtschaftliche Rentabilität begrenzt ist, hat sich dieses Geschäftsmodell in der Schweiz nicht durchgesetzt. Im internationalen Markt hat Tiko nach der Übernahme durch Engie seine Aktivitäten in Ländern wie Frankreich, Österreich, Italien und Belgien ausgeweitet, wo grössere Projekte im Bereich der Elektroheizung realisiert werden.

Ein weiteres Beispiel ist das 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.<sup>126</sup>

#### 5.2.3.4 Blockchain und künstliche Intelligenz

Die Blockchain-Technologie bietet aufgrund ihrer dezentralen Natur einen idealen Anwendungsbereich, bei denen 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 Energiegemeinschaften (LEGs), bei denen die Blockchain-Technologie zur Effizienzsteigerung und Autonomisierung von Prozessen beitragen könnte.

Blockchain könnte so neue Potenziale für die Steigerung der Effizienz, Transparenz und Sicherheit im Energiesektor eröffnen. In den letzten Jahren wurden in der Schweiz mehrere Pilotprojekte initiiert, die das Zusammenspiel von Blockchain und KI im Bereich der Energieversorgung erproben. Diese Projekte zielen darauf ab, dezentrale Energiesysteme zu optimieren, den Stromaustausch innerhalb von Gemeinschaften zu fördern und innovative Methoden zur Integration erneuerbarer Energien in bestehende Stromnetze zu entwickeln.

Im Folgenden werden einige dieser Pilotprojekte vorgestellt, die Blockchain-Technologie oder künstliche Intelligenz in der Praxis eingesetzt haben.

- Quartierstrom 1.0 in Walenstadt war ein innovatives Pilotprojekt im Jahr 2019, bei dem die Blockchain-Technologie eingesetzt wurde, um einen Peer-to-Peer-Markt für Solarstrom zu schaffen<sup>127</sup>. Das Projekt ermöglichte es den Teilnehmern, als Prosumenten (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. Dies brachte jedoch auch operative Herausforderungen mit sich, insbesondere bei der Implementierung des Systems auf der bestehenden Smart-Meter-Infrastruktur und der Suche nach einem tragfähigen Geschäftsmodell. So wurde im Folgeprojekt Quartierstrom 2.0 nicht mehr auf die Blockchain gesetzt, einerseits weil mit den Energieversorgern bereits eine vertrauenswürdige Instanz im Strommarkt existiert. Zum anderen, weil die angewandte Blockchain-Technologie ab 500 Haushalten an ihre Skalierungsgrenzen stösst. Neben Quartierstrom 1.0 testet auch das Pilotprojekt Lugaggia Innovation Community die Blockchain-Technologie für den Markt<sup>128</sup>.
- Die Lugaggia Innovation Community (LIC) ist ein Projekt zur Eigenverbrauchsoptimierung, das einen Kindergarten mit 18 Haushalten und 5 Photovoltaikanlagen in Lugaggia

---

<sup>126</sup> Siehe [Medienmitteilung](#) von OIKEN vom 23. Januar 2024.

<sup>127</sup> Siehe Quartierstrom (2020). [Der erste lokale Strommarkt der Schweiz](#).

<sup>128</sup> Siehe Quartierstrom. [Quartierstrom 2.0](#).

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 innerhalb der Gemeinschaft, unter Einhaltung der geltenden Eigenverbrauchsgesetze. Die Testphase endete im Dezember 2021.<sup>129</sup>

- In 2022 haben Swissgrid und ewz mit der Crowd Balancing Plattform 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.<sup>130</sup> 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. Die Analyse von Smart-Meter-Daten identifizieren durch KI-Algorithmen ineffiziente Betriebsweisen und bieten Haushalten eine kostenlose Analyse ihres Wärmepumpen-Stromverbrauchs.<sup>131</sup>

#### 5.2.4 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 die Knappheiten im Markt zu reagieren. Im Mantelerlass wurde diesbezüglich festgelegt, dass bis zu einem bestimmten Anteil der Einspeisung am Anschlusspunkt ohne Vergütung abgeregelt werden kann. Ziel ist es, die Regelung der Einspeisung auf Basis von Verträgen und Vergütungen weiterzuentwickeln, wie es die Flexibilitätsregelung vorsieht.

---

<sup>129</sup> Siehe SUPSI (2021). [Lugaggia Innovation Community](#).

<sup>130</sup> Siehe Swissgrid (2020). [Equigy – Crowd balancing platform](#).

<sup>131</sup> Siehe VSE (2024). [Künstliche Intelligenz für die skalierbare Optimierung von Wärmepumpen](#).

### 5.2.5 Schweizer Flexibilität im internationalen Vergleich

Die Schweizer Flexibilität wird im internationalen Vergleich von den Experten wie folgt eingeschätzt.

- Dynamische Tarife sind in Ländern wie Spanien, Schweden und Norwegen weiter verbreitet als in der Schweiz.<sup>132</sup> Diese Länder verfügen über Systeme, die Flexibilität durch dynamische Preissignale aktivieren können, was es für VNB vorteilhaft macht, solche Tarife anzubieten. Die EU schreibt vor, dass den Kunden dynamische Tarife angeboten werden müssen, was für die Schweiz eine mögliche Option sein könnte.
- Die vollständige Marktöffnung führt zu einem höheren Innovationsgrad bei neuen Geschäftsmodellen, insbesondere auch bei dezentraler Verbraucherflexibilität.
- Gewisse Regulierungsansätze in anderen Ländern begünstigen teils aktiv Flexibilitäten. So zeigt Frankreich, wie virtuelle Kraftwerke durch Regulierungen gefördert werden können, insbesondere hinsichtlich des Marktzugangs.<sup>133</sup> Das Vereinigte Königreich, das über eine geringe Anzahl Verteilnetzbetreiber verfügt, sieht Flexibilitätsmärkte auf der Ebene der Verteilernetze vor.

Insgesamt weist die Schweiz 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. Die Anlagen ermöglichen es, überschüssigen oder günstigen Strom zu speichern und bei Bedarf wieder ins Netz einzuspeisen, was besonders bei der Integration erneuerbarer Energien von Bedeutung ist.

Auf der anderen Seite steht jedoch das starre Grundversorgungsmodell der Schweiz, das keine dynamischen Preise vorsieht und die Reaktionsfähigkeit der Kunden auf Preissignale einschränkt. Da viele Verbraucher an feste Tarife gebunden sind, fehlt es an Anreizen, den Stromverbrauch flexibel an die Preisschwankungen des Marktes anzupassen. Dies stellt eine Herausforderung dar, da dynamische Preismodelle in anderen Ländern bereits erfolgreich zur Steuerung der Energienachfrage eingesetzt werden. Netzseitig wurden mit dem Mantelerlass explizite Möglichkeiten für dynamische Tarife geschaffen. Die Anreize für deren Nutzung durch Verteilnetzbetreiber sind allerdings in der Schweiz aufgrund der bestehenden Kostenregulierung weniger stark ausgeprägt als in Ländern mit Anreizregulierung. Insgesamt zeigt sich, dass die Schweiz zwar über technologische Vorteile verfügt, jedoch regulatorische und marktbezogene Anpassungen notwendig sind, um das volle Potenzial der Flexibilitätsmärkte vollständig auszuschöpfen.

---

<sup>132</sup> Siehe die [Veröffentlichung](#) der EU vom April 2020.

<sup>133</sup> Siehe RTE (2024). [L'appel d'offres effacement](#).

### 5.3 Mögliche Hemmnisse von Innovationen

In den Expertengesprächen wurden folgende Faktoren als innovationshemmend aufgeführt:

- **Fragmentierte Marktstruktur:** Der Markt ist fragmentiert in zahlreiche EVUs, was zu einer starken Dezentralisierung und unterschiedlichen regionalen Standards führt. Dies erschwert die flächendeckende Ausrollung neuer Geschäftsmodelle.
- **Fehlende Mittel:** Investitionen in Digitalisierung sind mit hohen Fixkosten verbunden, für die teilweise die finanziellen Mittel fehlen. Viele EVU seien teils nahe an der Verschuldungsgrenze, weshalb zusätzliche Investitionen schwer zu stemmen seien.
- **Begrenzte Marktgrösse/Skaleneffekte:** Als weiterer signifikanter Hemmschuh wird die vergleichsweise kleine Grösse der Schweiz gesehen. Aufgrund der begrenzten Marktgrösse und der topografischen Gegebenheiten sind die wirtschaftlichen Skaleneffekte für innovative Geschäftsmodelle oft schwer zu erreichen. Modelle wie lokale Flexibilitätsmärkte, die in grösseren Märkten wie dem Vereinigten Königreich oder Frankreich eingeführt wurden, haben in der Schweiz eine geringere Basis, um rentabel zu sein. Es wurde erwähnt, dass unabhängige Aggregatoren Schwierigkeiten hätten, ihre Dienste anzubieten und zu skalieren. In Frankreich etwa bieten spezielle Vergütungen, die an Endkunden gewährt werden, wenn sie zu Höchstlastzeiten ihren Verbrauch senken, Aggregatoren eine Geschäftsgrundlage.<sup>134</sup>
- **Fehlende vollständige Marktöffnung:** Die fehlende vollständige Liberalisierung des Marktes wird von einigen Marktteilnehmern als bedeutende Hürde angesehen. Die eingeschränkte Marktöffnung führe dazu, dass es schwieriger sei, neue Geschäftsmodelle zu monetarisieren.
- **Festpreisverträge und Grundversorgungsvorgaben:** Das Sicherheitsbedürfnis der Kunden und des Gesetzgebers nach festen Tarifen verstärke die Problematik der fehlenden vollständigen Marktöffnung zusätzlich.
- **Warten auf höhere Förderungen:** Soweit davon ausgegangen werden kann, dass gewisse Investitionen dereinst gefördert werden, kann zuwarten profitabler sein.
- **Fachkräftemangel:** Der Mangel an qualifizierten Arbeitskräften im Schweizer Energiesektor, insbesondere in technischen Berufen, stellt eine erhebliche Herausforderung für die Innovation und die Zukunft des Strommarktes dar. Dieser Punkt wurde von mehreren Experten in den Gesprächen, die im Rahmen dieser Studie geführt wurden, hervorgehoben. Die Experten wiesen auch darauf hin, dass insbesondere bei der Ausbildung in technischen Berufen und im Baugewerbe schnelles Handeln erforderlich ist. Es gibt bereits Initiativen der Branche und des Bundes in dieser Richtung.<sup>135</sup>

---

<sup>134</sup> Siehe RTE (2024). [L'appel d'offres effacement](#).

<sup>135</sup> Siehe [Medienmitteilung](#) des Bundes vom 20. Januar 2022.

- **Fehlende nationale Wasserstoffstrategie:** Einige Experten erwähnten, dass sie zwar grosses Interesse an den Möglichkeiten haben, die die Entwicklung von Wasserstoff bietet, und insbesondere daran, wie Wasserstoff zur Stabilität des Strommarktes beitragen kann, aber dass es schwierig sei, Investitionsentscheidungen ohne eine klare Strategie auf nationaler Ebene zu treffen. Der Bund arbeitet derzeit an der Entwicklung einer solchen Strategie.<sup>136</sup>
- **Cyberisiken:** Da die Stromnetze zunehmend durch intelligente Informations- und Kommunikationstechnologien gesteuert und überwacht werden, steigt das Risiko, dass die Verfügbarkeit, Integrität oder Vertraulichkeit der Daten kompromittiert wird. Ein Cybervorfall kann im Extremfall zu einem grossflächigen Stromausfall mit schwerwiegenden Folgen führen. Um dieses Risiko zu vermindern, wird von den Netzbetreibern erwartet, dass sie gewisse Richtlinien der Branche anwenden. Cybersicherheit wird somit ein zentrales Thema zur Gewährleistung einer sicheren Stromversorgung und kann ein Grund sein, weshalb Netzbetreiber in der Verbrauchsoptimierung und entsprechenden Schnittstellen bei der Freigabe und dem Austausch von Daten zögern.

---

<sup>136</sup> Siehe [Medienmitteilung](#) des Bundes vom 15. November 2023.

## A Anhang Marktumfrage

Nachfolgend sind alle Fragen und Antwortmöglichkeiten der Marktumfrage aufgelistet. Die Antwortmöglichkeiten sind dabei in kursiv dargestellt. Antwortlisten mit einem  als Aufzählungszeichen bedeuten, dass nur eine Antwort ausgewählt werden kann. Antwortlisten mit einem  als Aufzählungszeichen bedeuten, dass mehrere Antworten zugelassen sind. Allfällige Erklärungen für den Leser, welche nicht in der Umfrage gezeigt wurden, sind in [eckigen Klammern] dargestellt.

1. Sind Sie aktiv an Börsen (z.B. EEX, EPEX) und/oder dem OTC-Markt (over the counter) tätig?

- Ja
- Nein

[Falls die Frage mit ja beantwortet wird, werden alle Folgefragen gestellt. Falls nein ausgewählt wird, werden nur die Fragen 3 und 14 bis 17 gestellt.]

### Handelsvolumen, Stromabsatz und Eigenproduktion

2. In welcher Grössenordnung lag das von Ihnen gehandelte Stromvolumen im Jahr 2023 für alle Lieferperioden in GWh (Anteil Schweiz)?

Falls Sie Datenschutzbedenken haben, dann ist die Angabe einer Bandbreite auch in Ordnung.

*Freie Antwort*

3. Wie gross war Ihr gesamthafter Stromabsatz in der Schweiz im Jahr 2023 in GWh? (zusammen an Endkunden in und ausserhalb der Grundversorgung, an andere Versorger und Sonstige)

Falls Sie Datenschutzbedenken haben, dann ist die Angabe einer Bandbreite auch in Ordnung.

*Freie Antwort*

4. Wie gross war Ihr Anteil in Prozent an Eigenproduktion im Vergleich zu Ihrem Stromabsatz im Jahr 2023?

Falls Sie Datenschutzbedenken haben, dann ist die Angabe einer Bandbreite auch in Ordnung.

*Freie Antwort*

### Strategien der Energiebeschaffung in den Jahren 2018 und 2023

2018 ist das Erscheinungsjahr des letzten Monitoringberichts.

5. Wie viel Prozent des Stromvolumens für Endkunden beschafften Sie ungefähr über Börsen (insb. EEX und EPEX) im Jahr 2018 für alle Lieferperioden?

Falls Sie nicht an Börsen aktiv sind, bitte im Antwortfeld vermerken.

*Freie Antwort*

6. Wie viel Prozent des Stromvolumens für Endkunden beschafften Sie ungefähr über Börsen (insb. EEX und EPEX) im Jahr 2023 für alle Lieferperioden?

Falls Sie nicht an Börsen aktiv sind, bitte im Antwortfeld vermerken.

*Freie Antwort*

7. Wie viel Prozent des Stromvolumens für Endkunden beschafften Sie ungefähr über den OTC-Markt im Jahr 2018 für alle Lieferperioden?

Falls Sie nicht an Börsen aktiv sind, bitte im Antwortfeld vermerken.

*Freie Antwort*

8. Wie viel Prozent des Stromvolumens für Endkunden beschafften Sie ungefähr über den OTC-Markt im Jahr 2023 für alle Lieferperioden?

Falls Sie nicht an Börsen aktiv sind, bitte im Antwortfeld vermerken.

*Freie Antwort*

9. Welche OTC Produkte handeln Sie?

- Keine, da nicht am OTC-Markt tätig*
- Standardisierte Forwards*
- Standardisierte Optionen*
- Massgeschneiderte und strukturierte Produkte*

*Freie Antwort*

### **Situation auf den Energiemärkten in den Jahren 2018 und 2023**

2018 ist das Erscheinungsjahr des letzten Monitoringberichts.

10. Treffen die folgende Aussagen zu Börsen (inbs. EEX und EPEX) zu:

1. Die Liquidität war 2018 hoch
2. Die Liquidität ist aktuell hoch
3. Die Preisfindung ist aktuell transparent
4. Die Transparenz hat sich seit 2018 verbessert
5. Die Handelskosten sind aktuell tief (z.B. Transaktionsentgelte, fixe Gebühren für der Börsenzugang oder Broker)

[Folgende Antworten sind verfügbar pro Aussage:]

- Keine Angabe*
- Nein*
- Eher nein*
- Eher ja*
- Ja*

11. Treffen die folgende Aussagen zum OTC-Markt zu:

1. Die Liquidität war 2018 hoch
2. Die Liquidität ist aktuell hoch
3. Die Preisfindung ist aktuell transparent
4. Die Transparenz hat sich seit 2018 verbessert

5. Die Handelskosten sind aktuell tief (z.B. Transaktionsentgelte, fixe Gebühren für der Börsenzugang oder Broker)

[Folgende Antworten sind verfügbar pro Aussage:]

- Keine Angabe*
- Nein*
- Eher nein*
- Eher ja*
- Ja*

12. Treffen die folgende Aussagen zum HKN-Markt zu:

1. Die Liquidität war 2018 hoch
2. Die Liquidität ist aktuell hoch
3. Die Preisfindung ist aktuell transparent
4. Die Transparenz hat sich seit 2018 verbessert
5. Die Handelskosten sind aktuell tief (z.B. Transaktionsentgelte, fixe Gebühren für der Börsenzugang oder Broker)

[Folgende Antworten sind verfügbar pro Aussage:]

- Keine Angabe*
- Nein*
- Eher nein*
- Eher ja*
- Ja*

13. Wie beurteilen Sie den Preisunterschied zwischen den erhaltenen OTC-Angeboten und den Standard-Produkten an der Schweizer Börse (oder Ihr Börsenreferenzpreis)?

- Weiss nicht*
- OTC-Angebote sind günstiger*
- OTC-Angebote sind ungefähr gleich teuer*
- OTC-Angebote sind bis 5% teurer*
- OTC-Angebote sind zwischen 5% und 10% teurer*
- OTC-Angebote sind über 10% teurer*

#### **PPAs, Mantelerlass und Sonstiges**

14. Was ist die Rolle von PPAs (Power Purchase Agreements, Strombezugsverträge) bei Ihrer Beschaffung?

- Keine*
- Wir bieten PPAs für Schweizer Strom an*

- Wir würden gerne mehr PPAs für Schweizer Strom anbieten*
- Wir beschaffen Schweizer Strom durch PPAs*
- Wir würden gerne mehr Schweizer Strom durch PPAs beschaffen*

*Freie Antwort*

15. Lieferanten von Kunden in der Grundversorgung müssen künftig die erforderliche Elektrizität mit Beschaffungsstrategien beschaffen, die sie möglichst gegen Marktpreisschwankungen absichern. Falls der Mantelerlass angenommen werden sollte, müssten Sie Ihre Beschaffungs- bzw. Handelsstrategie stark ändern?

- Ja*
- Nein*

*Freie Antwort*

16. Möchten Sie uns etwas zu den Entwicklungen im Schweizer Strommarkt seit 2018 mitteilen?

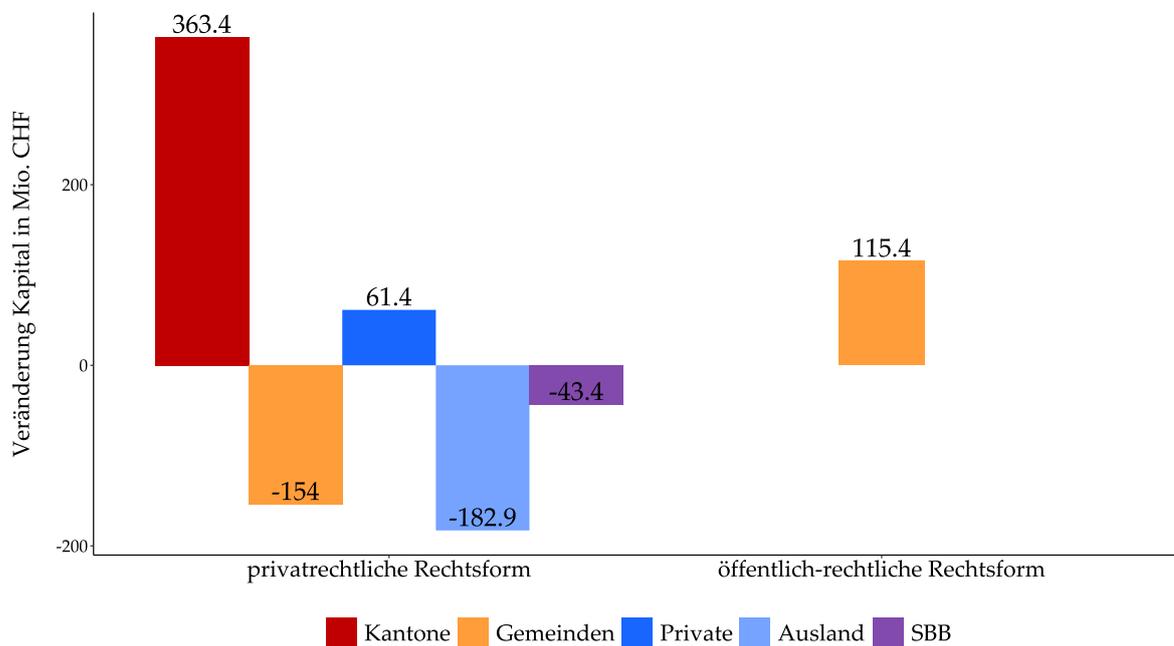
*Freie Antwort*

17. Name Organisation (freiwillig)

*Freie Antwort*

## B Anhang Besitzverhältnisse

Abbildung 64: Veränderung Kapitalverhältnisse 2016 bis 2021 (Grundkapital)



Quelle: Swiss Economics, Daten aus der Elektrizitätsstatistik des BFE

Zwischen 2016 und 2021 hat der Anteil des Grundkapitals, welcher sich in öffentlich-rechtlichen Rechtsformen befindet, um rund einen Prozentpunkt (115 Mio. CHF) zugenommen, diese zusätzlichen Anteile werden grösstenteils von Gemeinden gehalten. Bei privatrechtlichen Rechtsformen hat der Anteil der Kantone um 3.4 Prozentpunkte (363 Mio. CHF) zugenommen und derjenige Privater um 0.6 Prozentpunkte (61 Mio. CHF). Der Anteil von Gemeinden hat um 2.2 Prozentpunkte (154 Mio. CHF) abgenommen. Der Anteil ausländischer Eigentümer (Abnahme von 1.7 Prozentpunkten auf 0.5 Prozentpunkte, 183 Mio. CHF) hat deutlich abgenommen. Der Anteil der SBB sank von 1.1 auf 0.5 Prozentpunkte (Abnahme von 43 Mio. CHF).