

avenir debate

Energiepolitik unter Strom

*Lösungsansätze im Spannungsfeld zwischen Versorgungssicherheit, Nachhaltigkeit
und Wirtschaftlichkeit*

Patrick Dümmler und Simon Stocker, unter der Mitarbeit von Mario Bonato und Teresa Hug Alonso



Dank

Die Autoren bedanken sich bei den Mitgliedern der Programmkommission von Avenir Suisse, Prof. Dr. Jean-Luc Chenaux und Guy Petignat, für das externe Lektorat und ihre hilfreichen Anregungen. Herzlich verdankt seien auch die konstruktiven Inputs unserer 40 Interview-Partner: Vertreter von Unternehmen, Organisationen und Behörden. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Studie liegt allein bei den Autoren sowie beim Direktor von Avenir Suisse, Jürg Müller.

Autoren	Patrick Dümmler Simon Stocker
Mitarbeit	Mario Bonato Teresa Hug Alonso
Internes Lektorat	Urs Steiner
Gestaltung	Ernie Ernst
Druck	Staffel Medien AG, <i>staffelmedien.ch</i>
Herausgeber	Avenir Suisse, <i>avenir-suisse.ch</i>
ISBN	978-3-907453-12-4
Copyright	© November 2023, Avenir Suisse, Zürich

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Da Avenir Suisse an der Verbreitung der hier präsentierten Ideen interessiert ist, ist die Verwertung der Erkenntnisse, Daten und Grafiken dieses Werks durch Dritte ausdrücklich erwünscht, sofern die Quelle exakt und gut sichtbar angegeben wird und die gesetzlichen Urheberrechtsbestimmungen eingehalten werden.

Bestellen	assistent@avenir-suisse.ch , +41 44 445 90 00
Download	avenir-suisse.ch/publication/energiepolitik-unter-strom/

Vorwort	5
Executive Summary	6
Verzeichnis der Abkürzungen, Abbildungen und Boxen	8
1_ Energiewende: No free Lunch	10
2_ Ausgangslage	15
2.1_ Energieproduktion und -verbrauch	15
2.2_ Von staatlicher bis privater Marktorganisation	19
2.3_ Bisherige Instrumente	23
2.4_ Mitten in Europa	28
3_ Lösungsansätze	32
3.1_ Resilienz stärken	32
3.1.1_ Versorgungssicherheit in den nächsten Wintern	32
3.1.2_ Stromabkommen mit der EU	37
3.2_ Smarte Lösungen nutzen	43
3.2.1_ Anpassung der Netze	44
3.2.2_ Hedging durch Profilverträge	48
3.2.3_ Liberalisierung und Mantelerlass	52
3.3_ Infrastruktur ausbauen	54
3.3.1_ Erneuerbare ausbauen	54
3.3.2_ Energiewende nur mit Bewilligung	62
3.3.3_ (K)ein Ausstieg aus der Kernkraft?	65
3.3.4_ Anschluss der Schweiz an die europäische Wasserstoffinfrastruktur	68
4_ Politische Empfehlungen	74
Literatur	81
Rechtsquellen	85

Vorwort

Kerzen statt LED-Licht? Was zu einem Abendessen mit einer Flasche Wein perfekt passt, ist im Büro schlicht fehl am Platz. Und doch empfahl der Präsident der Eidgenössischen Elektrizitätskommission, Werner Luginbühl, im Sommer 2022 den Kauf von Kerzen für alle Fälle. Er legte der Bevölkerung sogar nahe, sich mit Brennholz einzudecken, da es zu einer Strommangellage kommen könnte. Im 21. Jahrhundert schien das für ein Land mit einer der höchsten Wirtschaftsleistungen pro Kopf eine irritierende Empfehlung – und sie hinterliess Spuren in der öffentlichen Debatte.

Bis vor Kurzem war eine stabile Energieversorgung für die überwiegende Mehrheit der Bevölkerung eine Selbstverständlichkeit. Nur Experten zerbrachen sich hierzulande den Kopf darüber, wie künftig die Versorgungssicherheit auch mit einem ambitionierten Netto-null-Ziel erreicht werden könnte. Die Strommangellage war in der öffentlichen Debatte kaum ein Begriff. Nachdem allerdings der Einmarsch russischer Truppen in der Ukraine im Februar 2022 zu einer Energiekrise in Europa führte, ist das Thema in der Breite angekommen.

Doch wie sieht die Situation in der Schweiz im Detail aus? Welche Massnahmen gibt es bereits, und was sollte vordringlich angepackt werden? Diese Fragen sind die beiden Avenir-Suisse-Forscher Patrick Dümmler und Simon Stocker, unter der Mitarbeit von Mario Bonato und Teresa Hug Alonso, angegangen. Auf den folgenden Seiten bieten sie eine umfassende Auslegeordnung zum Thema und loten verschiedene Ansätze zur Energiezukunft der Schweiz aus.

Die Lektüre der vorliegenden Publikation führt einmal mehr vor Augen, wie zentral der verlässliche Zugang zu kostengünstiger Energie ist. Im vergangenen Jahrhundert hat die Schweiz mit dem Bau grosser Speicherkraftwerke sowie dem frühen Einstieg in die Kernenergie immer wieder Pioniergeist bewiesen. Mit dieser Infrastruktur wurde eine stabile Grundlage für den heutigen Wohlstand geschaffen. Derzeit scheint der Wille, solche visionären Projekte in Angriff zu nehmen, allerdings erlahmt.

Die jüngsten Verwerfungen auf den Energiemärkten haben hier zum positiven Nebeneffekt geführt, dass die Schweiz aus ihrer Lethargie gerüttelt wurde. Das war dringend notwendig. Denn wie Dümmler und Stocker zeigen, stehen bezüglich Versorgungssicherheit, Klimaneutralität sowie einer günstigen Bereitstellung von Energie grosse Herausforderungen an. Diese gilt es möglichst zeitnah anzupacken. Nur so kann sichergestellt werden, dass künftige Studien zur Schweizer Energiepolitik nicht im Kerzenlicht gelesen werden müssen.

Jürg Müller
Direktor von Avenir Suisse

Executive Summary

Die Schweiz steht in der Energiepolitik vor einer dreifachen Herausforderung: Erstens muss die **Versorgungssicherheit** mit Energie erhöht werden; insbesondere das Risiko einer Strommangellage ist in den letzten Jahren gestiegen. Zweitens verfolgt die Schweiz das Ziel, bis 2050 **klimaneutral** zu werden. Dies erfordert einen Umbau des Energiemixes. Drittens sollen beide Ziele zu volkswirtschaftlich **tragbaren Kosten** erreicht werden. Unser Land muss damit seine Position im Energie-Trilemma – zwischen den Forderungen nach Versorgungssicherheit, Nachhaltigkeit und Wirtschaftlichkeit – neu finden bzw. optimieren.

Die vorliegende Studie analysiert in einem ersten Schritt die Ausgangslage in der Schweiz. Während der Bruttoenergieverbrauch – gemessen über alle Energieträger – in den letzten rund zehn Jahren gesunken ist, steigt der Strombedarf. Der Ausbau der inländischen Elektrizitätserzeugung gewinnt sowohl kurz- und mittelfristig (Stichwort Versorgungssicherheit) als auch langfristig (Stichwort Energiewende) an Bedeutung. Ohne Ausbau nimmt die Importabhängigkeit der Schweiz insbesondere im Winter zu, das Risiko, den Verbrauch nicht decken zu können, steigt.

Der Strommarkt ist weitgehend in staatlicher Hand. Die Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) befinden sich mehrheitlich in kantonalem und kommunalem Besitz, rund 99% der Anschlüsse bzw. Verbraucher können ihren Versorger nicht frei wählen. Gleichzeitig ist die Schweiz, wie kein anderes europäisches Land, technisch eng in den EU-Strombinnenmarkt integriert, ohne kommerziell und rechtlich gleichberechtigter Partner in diesem Markt zu sein. Dies führt zu steigenden Kosten für die Schweizer Verbraucher, da Ausgleichsmassnahmen gegen ungeplante Stromflüsse und die drohenden Importbeschränkungen getroffen werden müssen.

Gefragt sind Ideen, wie die genannten energiepolitischen Stolpersteine möglichst effektiv und effizient überwunden werden können. Dabei gilt es, die Resilienz zu stärken, eine intelligente Steuerung des Energieverbrauchs zu nutzen und die Infrastruktur auszubauen. Um auf die Zielkonflikte des Energie-Trilemmas zurückzukommen, bedeutet dies Folgendes:

Erstens soll die **Versorgungssicherheit** durch den **effektiven Ausbau der Stromerzeugung** mittels financial Contracts for Differences (fCfD), die marktnähere Ausgestaltung oder gar den Verzicht auf die Wasserzinsen, die Öffnung für ausländische Investoren und eine Beschränkung auf effiziente Massnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz gesteigert werden. Dazu sind auch folgende, sich bereits in der politischen Diskussion befindenden Massnahmen rasch umzusetzen: Der sichere Weiterbetrieb der bestehenden Kernkraftwerke (KKW), die Schaffung von saisonalen Speichermöglichkeiten, und der Vorrang der Versorgungssicherheit vor anderen Zielen in Bewilligungsverfahren.

Zweitens muss die **Energiepolitik** einen Beitrag zur **Erreichung der Klimaziele** leisten. Dazu gehört die konsequente Bepreisung des CO₂-Ausstosses sowie die Abkehr von der ineffizienten, kleinteiligen und von starken Mitnahmeeffekten geprägten Förderpolitik. Soll aus politischen Gründen jedoch weiterhin gefördert werden, anstatt eine auf Kostenwahrheit hinwirkende Klimapolitik zu betreiben, muss künftig die Wahlfreiheit der einzusetzenden Technologie garantiert sein. Weiter sollen die Rahmenbedingungen geschaffen werden, um die Umrüstung des Gasnetzes für die Verwendung von grünem Wasserstoff in industriellen Hochtemperaturprozessen in Angriff zu nehmen. Zusätzlich sollen die bestehenden KKW so lange am Netz bleiben, wie sie sicher betrieben werden können – auch wenn dies über 60 Jahre sind. Mittelfristig ist zudem das Verbot des Baus neuer KKW zu überdenken.

Drittens müssen die **Bezahlbarkeit und der Zugang zu Energie** gewährleistet sein. Auch wenn die Energiepreise in den letzten Monaten spürbar angestiegen sind, machen diese nach wie vor nur einen kleinen Teil eines durchschnittlichen Haushaltsbudgets aus. Eine allgemeine Deckelung der Energiekosten bietet sich deshalb nicht an; die wirklich Bedürftigen sollen im Rahmen bestehender Instrumente der Sozialhilfe unterstützt werden. Darüber hinaus sind die technologischen Möglichkeiten zur intelligenten Steuerung des Energieverbrauchs besser zu nutzen. Ein systemdienliches Verbrauchsverhalten reduziert die notwendigen Zusatzinvestitionen in die Energieinfrastruktur. Gerade die Strommarktöffnung für Kleinverbraucher könnte in diesem Zusammenhang einen wichtigen Beitrag leisten, führt sie doch zu mehr Wettbewerb und einer Beschleunigung der Einführung neuer Versorgungsmodelle, was preisdämpfend wirkt. Schliesslich sollte auch der Forderung nach einem Industriestrompreis konsequent entgegengetreten werden. Ordnungspolitisch besser ist es, die steuerlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen für Unternehmen zu verbessern, als diesen mit selektiven, marktverzerrenden Subventionen unter die Arme zu greifen.

Viertens muss die Schweiz im Energiebereich **enger mit der EU zusammenarbeiten**. Als Minimalforderung ist der Abschluss eines technischen Abkommens zur Stabilisierung des Schweizer Stromnetzes zu nennen. Ein solches ersetzt jedoch nicht den Abschluss eines Stromabkommens, um den gegenseitigen Marktzugang zu ermöglichen und die Importkapazitäten der Schweiz aufrechtzuerhalten. Wirtschaftlich am sinnvollsten wäre langfristig ein umfassendes Energieabkommen, das neben Strom auch Wasserstoff und synthetische Energieträger umfasst.

Abkürzungen

Acer	Agentur für die Zusammenarbeit der nationalen Energieregulierungsbehörden
Babs	Bundesamt für Bevölkerungsschutz
Bafu	Bundesamt für Umwelt
BFE	Bundesamt für Energie
BK	Bundeskanzlei
CCR	Kapazitätsberechnungsregionen
CCS	Carbon Capture and Storage
CfD	Contracts for Differences
EBL	Electricity Balancing Guideline
EDA	Eidgenössisches Departement für auswärtige Angelegenheiten
EFK	Eidgenössische Finanzkontrolle
EG	Europäische Gemeinschaft
EHB	European Hydrogen Backbone
EIV	Einmalvergütungen
ElCom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
EnG	Energiegesetz
Ensi	Eidgenössische Nuklearsicherheitsinspektorat
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators
EP2050	Energieperspektiven 2050
EU	Europäische Union
EVS	Einmalvergütungssystem
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FBMC	Flussbasiertes Marktkoppelungsverfahren
fCfD	financial Contracts for Differences
FCR	Frequency Containment Reserves
FinDel	Finanzdelegation
FiREG	Bundesgesetz über subsidiäre Finanzhilfen zur Rettung systemkritischer Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft
GWh	Gigawattstunde
GW	Gigawatt
HEIV	Hohe Einmalvergütung
IAEA	International Atomic Energy Agency
IGCC	International Grid Control Cooperation
InstA	Institutionelles Rahmenabkommen
IPCC	International Panel on Climate Change
IPCEI	Important Projects of Common European Interest
Iter	Internationaler Thermonuklearer Experimentalreaktor
KKW	Kernkraftwerk
KVA	Kehrichtverbrennungsanlage
kWh	Kilowattstunde
LNG	Flüssigerdgas
MKF	Mehrkostenbeitrag
MW	Megawatt

NEA	Nuclear Energy Agency
NHG	Bundesgesetz über den Natur- und Heimatschutz
OECD	Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung
PJ	Petajoule
PtX	Power-to-X
Safa	Synchronous Area Framework Agreement
SDAC	Single Day-ahead Coupling
SIDC	Single Intraday Coupling
StromVG	Stromversorgungsgesetz
StromVV	Stromversorgungsverordnung
THG	Treibhausgase
TWh	Terawattstunde
TJ	Terajoule
UNTC	United Nations Treaty Collection
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
VSG	Verband der Schweizer Gasindustrie
Weko	Wettbewerbskommission
WKK	Wärme-Kraft-Koppelungsanlagen
WRG	Wasserrechtsgesetz
XBID	European Cross-Border Intraday
°C	Grad Celsius

Abbildungen

Abbildung 1: Das Energie-Trilemma	11
Abbildung 2: Bruttoenergieverbrauch der Schweiz 1910–2021	15
Abbildung 3: Verkehr als grösster Endverbraucher	16
Abbildung 4: Strommix und -bedarf der Schweiz 2050 in verschiedenen Szenarien	18
Abbildung 5: Staatlich dominierte Stromerzeugung und -verteilung	19
Abbildung 6: Verwendung des Netzzuschlags	25
Abbildung 7: Förderbeiträge zwischen 2018 und 2021	28
Abbildung 8: Die Schweiz ist mitten in Europa	30
Abbildung 9: Wirkungsweise des Profilvertrages	49
Abbildung 10: Mehrheitliche Ablehnung der Verbandsbeschwerden	63

Boxen

Box 1: Ausgebremste Öffnung des Strommarktes	21
Box 2: Energiesparkampagne wohl ohne grossen Einfluss	33
Box 3: Abstimmung unter den europäischen Übertragungsnetzbetreibern	38
Box 4: Saisonale Speicher	54
Box 5: Wettbewerbsverzerrende Wasserzinsen	59
Box 6: Zwiespältiges Verbandsbeschwerderecht	63

1_ Energiewende: No free Lunch

Spätestens seit dem Einmarsch Russlands in die Ukraine und dem damit verbundenen starken Anstieg der Energiepreise ist das Thema Versorgungssicherheit ganz oben auf die mediale und politische Agenda gerückt. Galt jahrzehntelang der Zugang zu Energieträgern und Strom als Selbstverständlichkeit, stehen nun plötzlich Massnahmen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit im Mittelpunkt. Die Branche selbst hat schon vor Jahren immer wieder vor einer möglichen Knappheit gewarnt (dazu später mehr), doch lange Zeit schien der Ruf der Experten ungehört zu verhallen. Mitentscheidend für den medialen und politischen Umschwung dürfte das Interview des Präsidenten der Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) Werner Luginbühl («Kerzen und Brennholz») im Sommer 2022 gewesen sein. Darin warnte er vor gebietsweisen Stromabschaltungen im Winter 2022/23 (Humbel, 2022). Spätestens ab diesem Zeitpunkt war der öffentliche Druck stark genug, um die Politik in den Handlungsmodus zu versetzen.

Kurzfristig ist die Versorgungssicherheit mit Energie zu gewährleisten, langfristig ist unser Energiesystem so umzubauen, dass keine Treibhausgase (THG) mehr ausgestossen werden. Denn mit der Ratifizierung des Übereinkommens von Paris (UNTC, 2021) hat sich die Schweiz verpflichtet, ihre THG-Emissionen zu reduzieren. Ziel auf internationaler Ebene ist es, den Temperaturanstieg gegenüber vorindustriellem Niveau auf deutlich unter 2°C zu begrenzen.¹ Der jüngste Synthesebericht des UN-Klimarates zeigt, dass die Erwärmung bereits um 1,1°C zugenommen hat und das 2-Grad-Ziel nur mit zusätzlichen Massnahmen zu erreichen ist (IPCC, 2023). Die Klimapolitik ist dabei eng mit dem Umbau des Energiesystems verknüpft; denn fast drei Viertel der weltweiten heutigen Treibhausgasemissionen sind auf die Erzeugung und Nutzung von Energie zurückzuführen (Dümmeler & Rühli, 2021, S. 28).

Die Klimapolitik ist eng mit dem Umbau des Energiesystems verknüpft.

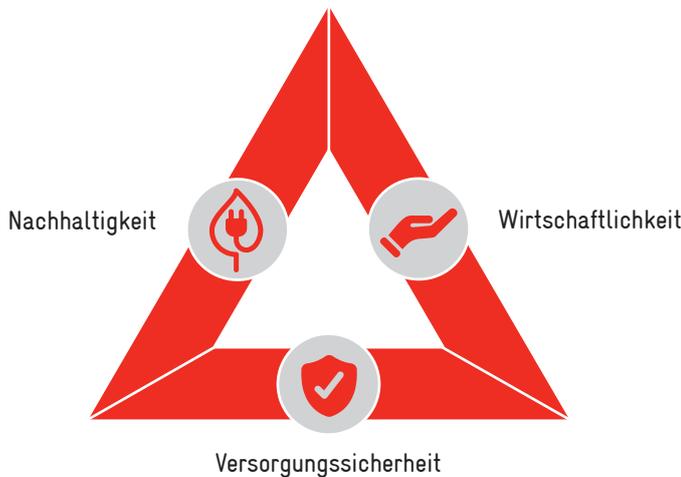
Die Energiebereitstellung im Trilemma

Das Energie-Trilemma des Weltenergiesystems (vgl. Abbildung 1) zeigt auf einfache Weise die Zielkonflikte, die eine gerechte, sichere und saubere Energiewende für alle Staaten mit sich bringt. Erstens muss das Energiesystem so umgebaut werden, dass THG-Emissionen minimiert und schliesslich ganz vermieden werden. Zweitens muss Energie zu erschwinglichen Preisen für die private und gewerbliche Nutzung zur Verfügung stehen. Drittens muss das Energiesystem möglichst resilient sein, d. h. die Nachfrage sollte auch bei externen Schocks wie dem Ukrainekrieg zuverlässig und ohne Versorgungsunterbrechungen gedeckt werden können.

1 Gemäss dem Übereinkommen von Paris soll der Temperaturanstieg nach Möglichkeit gar auf 1,5°C begrenzt werden.

Abbildung 1 Das Energie-Trilemma

Ein Energiesystem kann entlang der drei Dimensionen Zuverlässigkeit, Nachhaltigkeit und Wirtschaftlichkeit optimiert werden. Dabei kommt es jedoch regelmässig zu Zielkonflikten.



Quelle: World Energy Council, 2023

Obwohl die Schweiz im Energie-Trilemma-Index hinter Schweden den zweiten Platz einnimmt – und damit im internationalen Vergleich gut abschneidet – stehen grosse Herausforderungen an (World Energy Council, 2022). Beispielsweise sind die günstigsten Energiequellen nicht unbedingt auf Bedarf abrufbar. So würde ein ausschliesslich auf Solarenergie basierendes Energiesystem zwar sehr günstig und umweltfreundlich Strom liefern, die Versorgungssicherheit könnte aber ohne zusätzliche Speicherlösungen (in der Nacht und im Winter) kaum dauerhaft gewährleistet werden. Würde die Energie dagegen ausschliesslich in Dutzenden von Kernkraftwerken (KKW) erzeugt, wäre die Versorgungssicherheit relativ hoch und die Klimawirkung gering, aber eine so grosse Flotte von KKW wäre kaum finanzierbar. Kohlekraftwerke hingegen wären kostengünstig und zuverlässig, sie würden aber die THG-Emissionen substantiell erhöhen.

Die aktuelle Häufung von Krisen («Polykrise») verschärft dieses Trilemma erheblich. So hat die Covid-19-Pandemie einen Nachfrageschock ausgelöst (BDI, 2020). Während sich die Weltwirtschaft erholte, konnte das Energieangebot nicht im Gleichschritt ausgeweitet werden, was unter anderem zu einem Anstieg der Energiepreise führte. Zusätzlich stellte das System insbesondere Europa durch den Ausfall russischer Gaslieferungen auf eine harte Probe.²

2 Neben Heizung und Warmwasserbereitung wird Erdgas auch zur Stromerzeugung und als Grundstoff in der Industrie eingesetzt.

Die vorliegende Studie fokussiert hauptsächlich auf die beiden Themen der kurz- und mittelfristigen Sicherstellung der Versorgungssicherheit sowie langfristig auf eine klimaneutrale Energiebereitstellung.³

Strommangellage als grösstes Risiko für die Schweiz

Für die Schweizer Öffentlichkeit mag die in den kommenden Wintern drohende Stromlücke überraschend gewesen sein. Jedoch hatte bereits die Energiestrategie 2050 eine zunehmende Importabhängigkeit prognostiziert. Zudem hatte das Bundesamt für Bevölkerungsschutz (Babs) schon 2015 in einem Bericht über Katastrophen und Notlagen das Szenario einer Strommangellage als grösstes Risiko für die Schweiz bezeichnet⁴ – dies aufgrund der Kombination der erwarteten wirtschaftlichen Auswirkungen und der Eintretenswahrscheinlichkeit. Wichtig ist dabei die folgende Unterscheidung: Bei einer Strommangellage kann die Nachfrage nicht gedeckt werden und es müssen Massnahmen zur Reduktion der Nachfrage ergriffen werden. Bei einem Blackout hingegen ist genügend Energie vorhanden, kann aber aufgrund eines unvorhersehbaren Ereignisses nicht zu den Verbrauchern transportiert werden (Haffner, 2022).

Auch in der aufdatierten Risikoanalyse stuft das Babs (2020) die Strommangellage als grösstes Risiko für die Schweiz ein, dies noch vor einer Influenza-Pandemie. Im Vergleich zu 2015 hat das Risiko einer Strommangellage sogar zugenommen, zudem sei das Risiko einer Unterbrechung der Erdgasversorgung deutlich gestiegen. Im Falle einer Mangellage würde gemäss Eskalationsplan u. a. der Strombezug von Grossverbrauchern kontingentiert, und weitere Anschlüsse wären während Wochen von regelmässigen, rollenden Netzabschaltungen betroffen.

Das Babs hatte schon 2015 das Szenario einer Strommangellage als grösstes Risiko für die Schweiz bezeichnet.

Abgewendete Mangellage – doch die Herausforderungen bleiben

Genau dieses Szenario einer Strommangellage drohte im Winter 2022/23 erstmals einzutreten. Neben dem bereits erwähnten Ausfall russischer Gaslieferungen verschärften umfangreiche Wartungsarbeiten im französischen Kernkraftwerkspark sowie ausbleibende Niederschläge die Situation. In einer von Swissgrid (2022) im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE) durchgeführten Studie zur kurzfristigen «Strom-Adequacy»⁵ wurde die Wahrscheinlichkeit von Stromdefiziten zwischen Oktober 2022 und April 2023 untersucht. Diese kam zum Schluss, dass die Schweiz aufgrund ihrer Importabhängigkeit im Winter eine Stromlücke riskiert, falls gegenüber den Vorjahren die Stromproduktion aus europäischen Gaskraftwerken⁶ um 15 % tiefer ausfällt.

3 Für Vorschläge zu einer wirkungsvollen Klimapolitik vgl. Dümmler & Rühli (2021).

4 Im extremen Fall führt eine Situation von Stromknappheit zu Beeinträchtigungen in allen Einrichtungen, die auf Strom angewiesen sind, sowie in wirtschaftlichen Abläufen.

5 Es geht dabei um eine ganzheitliche Betrachtung der Versorgungssituation, welche die strategische Ausrichtung bei Erzeugungskapazitäten, Verbrauch und Netzinfrastruktur miteinbezieht.

6 Diese kommen jeweils zur Deckung von Nachfragespitzen zum Einsatz.

Um das Risiko einer Strommangellage zu minimieren, hat der Bundesrat deshalb verschiedene Massnahmen beschlossen. Dazu gehören die Bildung einer Wasserkraftreserve, der Bau eines Reservekraftwerks, der Einsatz von Notstromgruppen, eine Energiesparkkampagne, Kapazitätserhöhungen im Übertragungsnetz sowie eine temporäre Reduktion der Restwasserabgabe. Zudem wurde ein finanzieller Rettungsschirm für systemkritische Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft gespannt, da diese aufgrund der extremen Preisschwankungen an den Märkten mehr Liquidität benötigten, um die notwendigen Sicherheiten zu hinterlegen (FinDel, 2023).⁷

Zur Sicherstellung der Gasversorgung wurde zusätzlich eine Gasreserve aufgebaut, die aus einer physischen Reserve von 6 TWh (ca. 20 % des Winterverbrauchs) in den Speichern der Nachbarländer besteht. Weitere 6 TWh standen in Form von Optionen in Frankreich, Deutschland, Italien und den Niederlanden zur Verfügung (Bundesrat, 2022).

Auch wenn das Worst-Case-Szenario einer Mangellage – u. a. aufgrund hoher Temperaturen im Winter 2022/2023 – nicht eingetreten ist, stellen sich der Schweiz auf dem Weg in Richtung Netto-null-Ziel 2050 Herausforderungen in Bezug auf die Versorgungssicherheit in den Weg. Schliesslich muss bis dann das ganze Energiesystem aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung und der Integration der erneuerbaren Energien umgebaut werden.

Der Schweiz stellen sich auf dem Weg in Richtung Netto-null-Ziel Herausforderungen in Bezug auf die Versorgungssicherheit in den Weg.

Aufbau der Studie

Im nachfolgenden, zweiten Kapitel soll deshalb die Ausgangslage der Schweiz unter die Lupe genommen werden. Dabei wird zunächst auf die Energieproduktion und den Energieverbrauch eingegangen. Danach werden die aktuellen Marktstrukturen der einzelnen Energieträger untersucht und die bestehenden Förderinstrumente der Schweizer Energiepolitik analysiert. Schliesslich wird auf die aktuellen Entwicklungen im Energiebinnenmarkt der Europäischen Union (EU) und deren Bedeutung für die Schweiz eingegangen.

Ausgehend von dieser Zustandsanalyse wird im dritten Kapitel ein Blick in die Zukunft geworfen und es werden Ideen vorgestellt, um die beiden Herausforderungen Versorgungssicherheit mit Energie und Erreichung des Netto-null-Ziels zu meistern. Aufgrund der angestrebten Energiewende dominiert dabei in den Ausführungen der Strom als Energieträger:

- Erstens muss die **Resilienz** betreffend **Energie- bzw. Stromversorgung** der Schweiz gestärkt werden. Für den Winter 2022/23 hat der Bund dazu bereits Massnahmen getroffen, doch mittelfristig sind weitere

7 Bei Termingeschäften verpflichten sich Stromproduzenten zur Lieferung einer Strommenge zu einem bestimmten Preis und Zeitpunkt. Um das Risiko eines Lieferausfalls für den Käufer zu vermeiden, sind die Produzenten an der Börse verpflichtet, einen vom Strompreis abhängigen Geldbetrag auf einem Sperrkonto zu hinterlegen (ähnlich einer Mietkaution).

Anstrengungen notwendig. Dazu gehört auch die Klärung des Verhältnisses zur EU, insbesondere im Strombereich.

- Zweitens müssen die **Chancen der Digitalisierung und der neuen Technologien** genutzt werden. Mit der Integration der erneuerbaren Energien ändern sich die Anforderungen an die Netze. Dynamische Netzentgelte oder Profilverträge können hier Abhilfe schaffen. Voraussetzung hierfür wäre eine weitere Öffnung des Strommarktes.
- Drittens wird die Schweiz nicht um den **Ausbau der Strominfrastruktur** herumkommen. Dies gilt insbesondere für die erneuerbaren Energien. Dazu müssen die Bewilligungsverfahren gestrafft und beschleunigt werden – auch weil mit dem geplanten Ausstieg aus der Kernenergie ein erheblicher Wegfall von Produktion kompensiert werden muss. Zudem sollte die Schweiz den Anschluss an die europäische Wasserstoffinfrastruktur nicht verpassen.

In einem Schlusskapitel werden die Empfehlungen zusammengefasst.

2_ Ausgangslage

Um die wichtigsten Herausforderungen für die Sicherstellung der Energieversorgung und des Netto-null-Ziels zu identifizieren, ist es sinnvoll, in einem ersten Schritt einen Blick auf die heutige Energieversorgung der Schweiz und deren mögliche zukünftige Entwicklung zu werfen. Aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung liegt der Schwerpunkt nachfolgend auf der Stromversorgung.

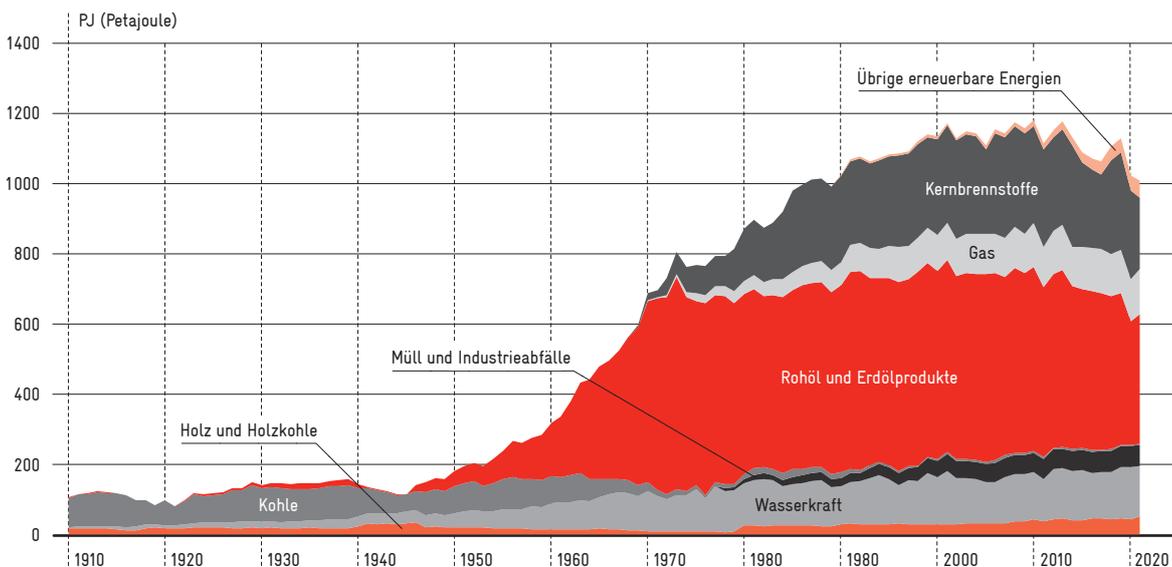
2.1_Energieproduktion und -verbrauch

Gemäss der schweizerischen Gesamtenergiestatistik (BFE, 2022b) beträgt der jährliche Primärenergiebedarf der Schweiz ca. 282 TWh (1015 690 TJ), während sich der Endenergieverbrauch auf 220 TWh (794 720 TJ) beläuft. Als Primärenergie wird jene Energie bezeichnet, die aus nicht umgewandelten Energieträgern (z. B. Kohle) stammt, während der Endverbrauch die Energiemenge umfasst, die letztlich beim Verbraucher ankommt. Häufig müssen Primärenergieträger in sogenannte Sekundärenergieträger umgewandelt werden (z. B. Erdöl in Benzin), um verbraucht werden zu können. Durch die Umwandlungsverluste ist die eingesetzte Energiemenge immer grösser als die tatsächlich verbrauchte.⁸ Die in Abbildung 2

Abbildung 2

Bruttoenergieverbrauch der Schweiz 1910–2021

In den letzten 100 Jahren hat sich der Bruttoenergieverbrauch in der Schweiz fast verzehnfacht, wobei Erdölprodukte vor allem in den 1950er und 1960er Jahren zum Wachstum beitragen. Seit der Jahrtausendwende hat sich der Bruttoenergieverbrauch stabilisiert und geht seit rund einem Jahrzehnt – vor allem aufgrund geringerer Rohöl- und Erdölprodukte-Importe zurück.



Quelle: BFE, 2022

⁸ Zusätzlich sind Netz- und Pumpspeicherwerkverluste sowie der Eigenverbrauch der Energiewirtschaft dazuzuzählen.

dargestellte Entwicklung des Bruttoenergieverbrauchs ist die Summe aus inländischer Produktion, Importsaldo und Lagerveränderungen.

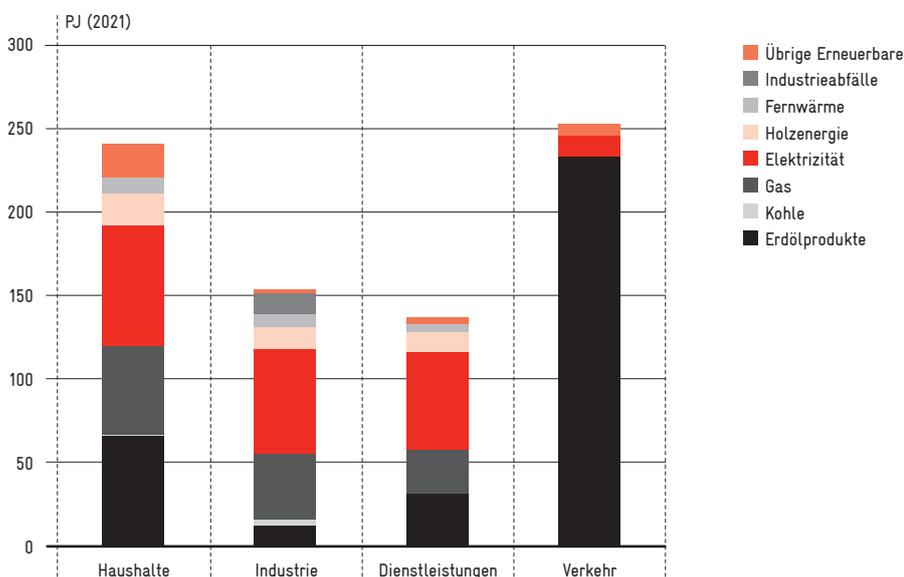
Die Schweiz bezieht fast die Hälfte ihrer Primärenergie aus fossilen Energieträgern (Erdöl, Erdgas und Kohle), die importiert werden müssen. Auch Kernbrennstoffe werden eingeführt. Insgesamt beträgt die Importabhängigkeit knapp 80 %. Nur rund ein Viertel des Primärenergiebedarfs wird heute durch erneuerbare Energien (Wasserkraft, Holz und andere) gedeckt, die grösstenteils im Inland produziert werden.

Etwa je ein knappes Drittel des Endenergieverbrauchs entfällt auf den Verkehr und die Haushalte. Ein geringerer Anteil wird von der Industrie und dem Dienstleistungssektor benötigt (vgl. Abbildung 3). Um das Netto-null-Ziel bis 2050 zu erreichen, ist es entscheidend, dass alle Sektoren ihre Abhängigkeit von fossilen Energieträgern auf null reduzieren.⁹ Gemäss der Gesamtenergiestatistik (BFE, 2022b, S. 8) liegt die grösste Herausforderung im Verkehrssektor, der den Löwenanteil der Rohölprodukte verbraucht. Tatsächlich ist der Verkehrssektor für fast einen Drittel der Treibhausgasemissionen verantwortlich (Bafu, 2023a, S. 8).

Abbildung 3

Verkehr als grösster Endverbraucher

Der Verkehr und die Haushalte weisen den höchsten energetischen Verbrauch auf. Bei beiden ist der Anteil fossiler Energieträger verhältnismässig gross.



Quelle: BFE, 2022

9 Alternativ können auch Negativemissionen finanziert werden, um bestehende THG-Emissionen zu kompensieren.

Gas- und Stromverbrauch

Im Winter 2022/23 standen – wie erwähnt – insbesondere die Energieträger Gas und Strom im Fokus. Der Gasverbrauch in der Schweiz beträgt ca. 35 TWh pro Jahr, was rund 15 % des Gesamtenergieverbrauchs entspricht. Davon entfallen 43,5 % auf die Haushalte (VSG, 2022).¹⁰ Der Gasverbrauch macht rund 26 % des Gesamtenergieverbrauches in der Industrie aus (vgl. Abbildung 3; BFE, 2022b). Fossile Energieträger dienen in der Chemie- und Pharmabranche sowie im Maschinenbau der Erzeugung von Prozesswärme über 1500 °C (Hug et al., 2022, S. 5).

Der Stromverbrauch der Schweiz betrug im Jahr 2022 rund 61 TWh, die inländische Produktion kam auf 58 TWh. Den grössten Anteil daran haben die Wasserkraft und die Kernenergie, wobei insbesondere erstere nach wie vor die tragende Säule der inländischen Stromproduktion ist. Netto importierte die Schweiz rund 3 TWh Strom aus dem Ausland. Dabei fällt auf, dass die Schweiz vor allem in den Wintermonaten auf Importe angewiesen ist (Winterstromlücke). Von Mai bis und mit September war der Handelssaldo hingegen positiv, d. h. es wurde netto Strom exportiert (BFE, 2023a). Von den Sektoren verbrauchten die Haushalte mit gut 20 TWh am meisten Strom, der Verbrauch der Industrie und des Dienstleistungssektors fielen nur unwesentlich geringer aus. Auf den Verkehr entfallen bislang jährlich nur 3,5 TWh (BFE, 2022b).

Die Schweiz ist vor allem in den Wintermonaten auf Stromimporte angewiesen.

Energiewende benötigt massiven Ausbau der Stromproduktion

Ein Blick in die Zukunft zeigt, dass der Strombedarf bis 2050 stark ansteigen wird. Verantwortlich dafür sind die aus Klimaschutzgründen angestrebte Elektrifizierung der Endverbrauchssektoren sowie die fortschreitende Digitalisierung. Konkret bedeutet dies, dass immer mehr Öl- und Gasheizungen durch strombetriebene Wärmepumpen ersetzt werden und dass der Anteil der Elektroautos zu Lasten der Verbrenner steigt.¹¹ Abbildung 4 zeigt im Vergleich zu heute das Ergebnis verschiedener Studien, die auf Basis quantitativer Modelle den Strombedarf der Schweiz im Jahr 2050 abschätzen, auf die verschiedenen Stromquellen herunterbrechen und den Bedarf nicht nur für das gesamte Jahr (jeweils linke Säule), sondern auch nur für den Winter (rechte Säule) getrennt ausweisen.

Allen Szenarien ist gemeinsam, dass die Schweiz im Winter Importeurin und im Sommer Exporteurin bleibt, nur das Ausmass der Importe unterscheidet sich je nach Szenario relativ stark. Die Nettostromimporte dürften über das ganze Jahr betrachtet zwischen 1 und 11 TWh betragen. (Marti et al., 2022, S. 43). Im Szenario «Weiter wie bisher» (WWB) (Axpo, 2023b) wird die inländische Produktion nur zögerlich ausgebaut und es entsteht im Winter eine (noch) grössere Importabhängigkeit. Die Energieperspektiven des Bundes (EP2050) (BFE, 2020a, S. 34) gehen im Basisszenario von

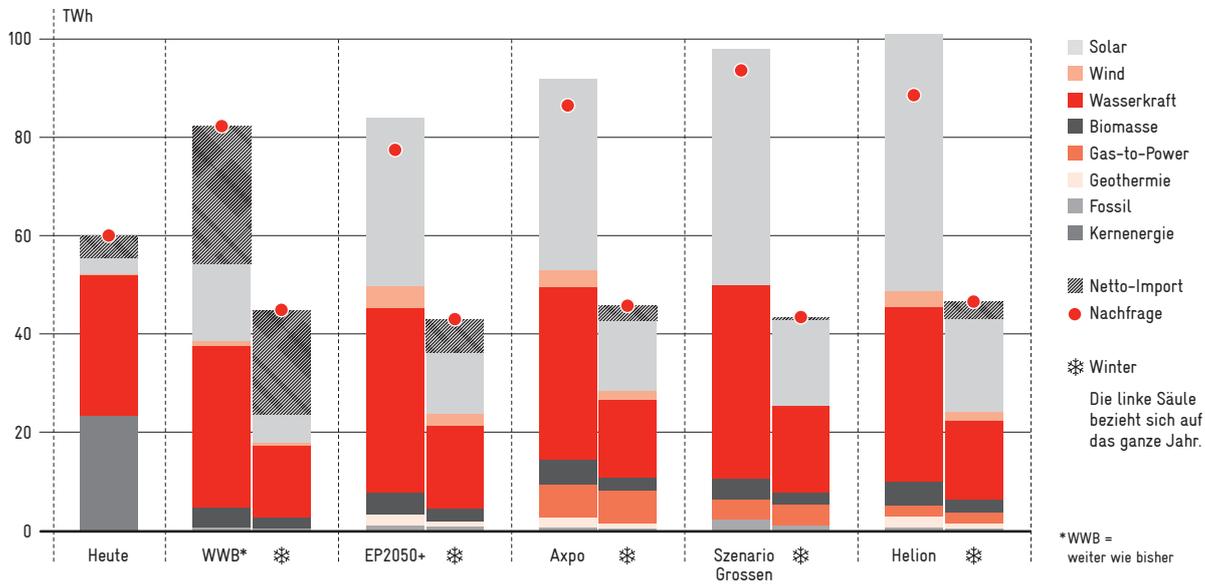
¹⁰ Weiter entfallen 32,4 % auf die Industrie und 21,5 % auf Dienstleistungen.

¹¹ Viele Kantone haben hierzu Fördermassnahmen beschlossen.

Abbildung 4

Strommix und -bedarf der Schweiz 2050 in verschiedenen Szenarien

Um den zukünftigen Strombedarf decken zu können, ohne insbesondere im Winter auf hohe Stromimporte angewiesen zu sein, ist ein rascher Ausbau der inländischen Stromerzeugung notwendig. Aufgrund der steigenden Nachfrage und des geplanten Ausstiegs aus der Kernenergie kommt in allen untersuchten Szenarien insbesondere der Photovoltaik eine wichtige Rolle zu, wobei die Wasserkraft die tragende Säule der Schweizer Stromversorgung bleibt.



Quelle: Axpo Power Switcher, 2023; Swiss Energy-Charts, 2023

einem Landesverbrauch |¹² von 76 TWh und einem Gesamtverbrauch |¹³ von 84,4 TWh aus.

Auch die Studie «Energiezukunft 2050» des VSE (in Abbildung 4 nicht dargestellt) rechnet mit einer Zunahme des Strombedarfs auf knapp 80 bis 90 TWh (Marti et al., 2022). Die meisten Modelle gehen von einer Netto-stromerzeugung von rund 80 TWh aus (Marcucci et al., 2023, S. 5). Wird nun nebst dem steigenden Strombedarf auch die Stilllegung sämtlicher KKW (ca. minus 18 TWh) mitberücksichtigt, müsste der Ausbau der Stromerzeugung bis 2050 bei über 40 TWh liegen. Selbst bei einem massiven Ausbau der Photovoltaik (wie z. B. im Szenario Helion |¹⁴) wird im Winter eine gewisse Importabhängigkeit beim Strom bestehen bleiben.

Mit Blick auf die verschiedenen Szenarien wird klar, dass die Wasserkraft nur minim ausgebaut werden kann und auch Windkraft und Biomasse eher eine geringe Bedeutung zukommen dürfte. Neben Strom könnte im Winter auch Wasserstoff zur Stromerzeugung importiert werden, sofern sich die Schweiz für den Bau entsprechender thermischer Kraftwerke entscheidet (vgl. Kapitel 3.3.4). Gas-to-Power-Lösungen werden z. B.

¹² Endenergieverbrauch plus Verluste und sonstiger Verbrauch bei der Umwandlung.

¹³ Inklusive Speicherpumpen.

¹⁴ Helion ist ein Schweizer Unternehmen, das Solaranlagen, Wärmepumpen, Stromspeicher und Elektromobilität anbietet. Helion ist heute Teil der Amag-Gruppe.

in den Szenarien Axpo und Grossen (Axpo, 2023b) für die Versorgung im Winter eine wichtige Rolle zugeschrieben.

Aufgrund der Effizienzgewinne durch die Elektrifizierung (vor allem Verkehr und Wärmebereitstellung)¹⁵ sinkt der Primärenergiebedarf (umfasst alle Energieträger) der Schweiz bis 2050 jedoch um mehr als die Hälfte. Dies trägt insbesondere aufgrund der Reduktion der fossilen Energieträger zu einer geringeren Importabhängigkeit bei (Marti et al., 2022, S. 48).

2.2_Von staatlicher bis privater Marktorganisation

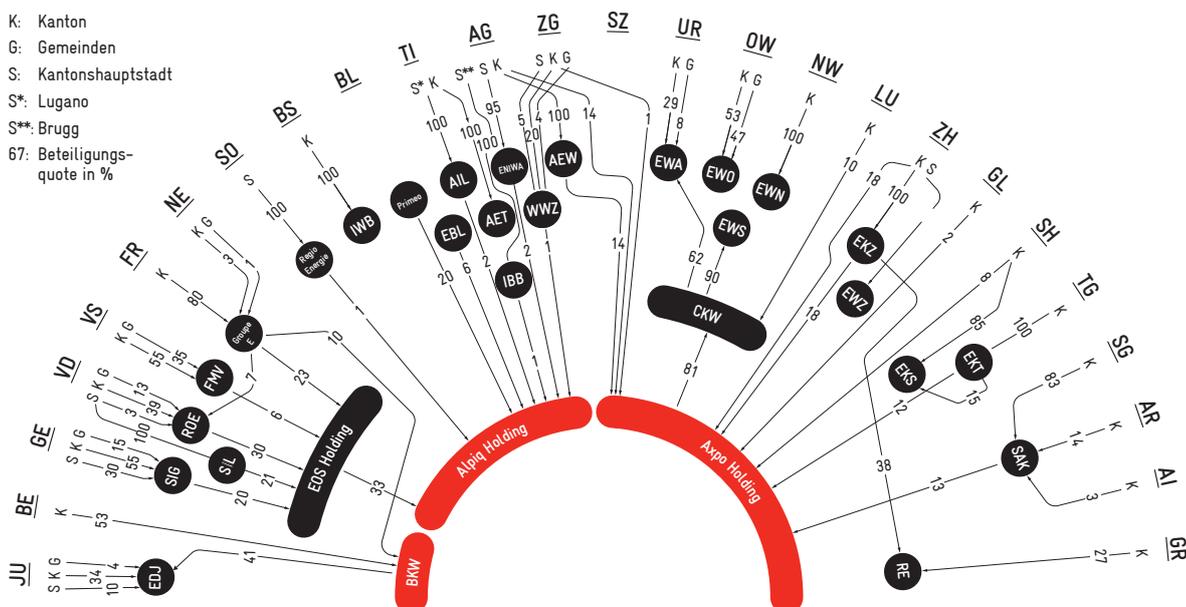
Neben den Angebots- und Nachfragemengen beeinflusst auch die Marktorganisation die Energieversorgung der Schweiz. Die Märkte für die Energieträger Strom (Wasserkraft, Kernenergie, neue erneuerbare Energien), Erdöl und Erdölprodukte sowie Gas sind in der Schweiz zum Teil sehr unterschiedlich organisiert.

Weitgehend staatliche Stromproduktion und -verteilung

Der Schweizer Strommarkt ist stark staatlich geprägt. Die Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) sind zu fast 90 % in öffentlicher Hand, d. h. im Besitz von Kantonen und Gemeinden, rund 8 % sind in privatem Schweizer Besitz und nur gerade 2 % gehören ausländischen Investoren (Axpo, 2023a). In Abbildung 5 sind die Beteiligungsanteile der 26 Schweizer Kan-

Abbildung 5
Staatlich dominierte Stromerzeugung und -verteilung

Die Schweizer Stromversorgungsunternehmen sind über die Beteiligungen der Kantone und vieler Gemeinden zu fast 90 % im Besitz der öffentlichen Hand.



Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von Geschäftsberichten

¹⁵ Beispielsweise produziert eine Wärmepumpe mit einer Einheit Energie mehr Wärme als eine Gasheizung.

tone und von grösseren Gemeinden an bedeutenden EVU dargestellt. Direkt – oder indirekt über ihre EVU – besitzen Kantone und Gemeinden zusätzlich Anteile an den drei grössten Stromunternehmen der Schweiz: Die BKW und die Alpiq sind grossmehrheitlich und die Axpo vollständig im Besitz der öffentlichen Hand.

Die Stromversorgung der Endkunden wird durch rund 630 EVU sichergestellt. Viele der Stadt- und Gemeindewerke sind dabei auch für die Wasser- und Gasversorgung ihrer Kunden zuständig. Rund 70 % der EVU sind jedoch reine Verteilunternehmen, die den Strom über ihre Netze zu den Kunden transportieren, aber keine eigenen Kraftwerke betreiben und somit den Strom am Markt beschaffen müssen. Ihre Kunden sind somit bereits heute indirekt den Marktkräften ausgesetzt.

Generell sind die Rahmenbedingungen aus Sicht der meisten EVU für die Stromerzeugung und -verteilung in der Schweiz gut, auch wenn einzelne Elemente davon wenig investorenfreundlich sind. So dauern Bewilligungsverfahren sehr lange, was die Rechtssicherheit für Kapitalgeber mindert (vgl. Kapitel 3.3.2).¹⁶ Zudem sind ausländische Investoren nicht willkommen: Wollen sie in strategisch wichtige Infrastrukturen der Energiewirtschaft wie Wasserkraftwerke und Stromnetze investieren, unterstehen sie künftig wohl dem Bundesgesetz über den Erwerb von Grundstücken durch Personen im Ausland (OECD, 2018).¹⁷ Dies würde die bereits heute im Vergleich zu den Nachbarländern restriktiven Bedingungen für ausländische Investoren weiter verschärfen.

Nur teilliberalisierte Stromnachfrage

Als eines der letzten Länder in Europa hat die Schweiz ihren Strommarkt noch nicht vollständig geöffnet.¹⁸ Seit 2009 ist die Nachfrage in Gross- und Kleinkunden aufgeteilt, wobei letztere ihren Strombedarf über einen regionalen Monopolisten beziehen müssen (vgl. Box 1).

Eine Öffnung des Strommarktes würde die freie Wahl des Stromlieferanten für alle Endkunden bedeuten. Nicht die ganze Stromversorgung (d. h. inklusive Verteilung) würde dabei liberalisiert, sondern nur der Energiemarkt, d. h. der Vertrieb an die Endkunden.¹⁹ Heute bestimmt der Staat, von welchem Anbieter Kleinkunden ihren Strom beziehen müssen. Bei einer vollständigen Marktöffnung würden die verschiedenen Stromanbieter wie heute um Grosskunden konkurrieren, und der Lieferant könnte auch von Kleinkunden standortunabhängig frei gewählt werden.

Heute bestimmt der Staat, von welchem Anbieter Kleinkunden ihren Strom beziehen müssen.

16 Schweizer Stromkonzerne investieren deshalb insbesondere im Ausland, vor allem in die Erneuerbaren. Dies trägt nur sehr indirekt zur Versorgungssicherheit in der Schweiz bei.

17 Sogenannte Lex Koller. Der Bundesrat beantragt dem Parlament, auf den Erlassentwurf nicht einzutreten, der Entscheid ist noch hängig (Stand Juni 2023).

18 Seit Mitte 2007 ist der Strommarkt für private Haushalte in allen Nachbarländern der Schweiz geöffnet.

19 In der EU ist die Strommarktöffnung viel weiter fortgeschritten als in der Schweiz, z. B. müssen Betrieb und Infrastruktur entflochten werden, und es gibt Regeln für staatliche Beihilfen.

Ausgebremste Öffnung des Strommarktes

Grossverbraucher mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100 000 kWh können ihren Lieferanten frei wählen.^{|20} Ursprünglich war geplant, den Markt ab 2014 vollständig zu öffnen, so dass auch Kleinverbraucher nicht mehr an ihr lokales EVU gebunden sind. Dies ist nicht gelungen, die Widerstände waren bisher zu gross.

Die Belieferung gebundener Kunden wird gemeinbin als Grundversorgung bezeichnet und wurde angesichts steigender Strompreise in Europa politisch sogar zum Ideal erhoben. Der Grund: Im Winter 2022/23 lagen die Tarife in der Grundversorgung oft unter den aktuellen Marktpreisen.^{|21} Dafür gibt es wiederum zwei Gründe: Erstens kaufen die meisten EVU ihren Strom gestaffelt in Tranchen ein, hohe Marktpreise schlagen sich deshalb verzögert im Tarif nieder. Zweitens produzieren einige EVU ihren eigenen (erneuerbaren) Strom und müssen ihn – auch wenn der Markt höhere Preise bieten würde – grundsätzlich zu Gestehungskosten (plus einen regulierten Gewinnanteil) weitergeben. Letztlich handelt es sich also um einen administrierten Preis, der nach Art. 4 ff. StromVV (StromVV, 2008) zu berechnen ist.^{|22}

In den Jahren 2015 bis ca. 2020 stellte sich die Situation hingegen konträr dar: Die Strommarktpreise waren europaweit im Keller, insbesondere die Erzeuger beklagten, dass sie ihren Strom unter den Gestehungskosten verkaufen mussten. Die Preise auf den Stromgrosshandelsmärkten setzten keine Anreize, um in neue Produktionskapazitäten zu investieren. Die Stilllegung der bestehenden Produktionsanlagen kam in den meisten Fällen aber nicht in Frage, da sonst gar keine Deckungsbeiträge erwirtschaftet worden wären. Die gefangenen Kunden konnten damals – im Gegensatz zu den Grossabnehmern im freien Markt – oft nicht von den jeweils besten Angeboten profitieren. Ihr Strompreis ist abhängig vom Anteil der Eigenproduktion und der Einkaufsstrategie ihres EVU: Hatte Letzteres einen hohen Grad an eigener Produktion und beschaffte nur geringe Mengen am Markt, blieb der Strompreis für die gebundenen Kunden hoch.

Ein halber Markt

Das regulatorische Korsett ist in der Schweiz eng, ein «Markt» für den Strom, der diesen Namen verdient, existiert nicht. Zumindest nicht für die gebundenen Endkunden – also schätzungsweise 99 % der Anschlüsse in der Schweiz. Anstatt, dass die Preise im Strommarkt von den Marktkräften bestimmt werden, müssen die im regionalen Monopol anbietenden EVU ihre Preise für die gebundenen Kunden im kommenden Jahr jeweils bis Ende August der ElCom melden. Diese kann dann als unabhängige staatliche Regulierungsbehörde ungerechtfertigte Strompreiserhöhungen untersagen oder zu hohe Preise rückwirkend senken. Damit setzt die Politik auf eine ordnungspolitisch fragwürdige Administrierung der Preise, die durch eine Liberalisierung der Stromnachfrage weitgehend verhindert werden könnte.

20 Nur 0,8 % der Endkunden bzw. 32'500 Unternehmen machen von dieser Möglichkeit Gebrauch (Axpo, 2023a).

21 Dass dies aber nicht überall der Fall ist, zeigt das Beispiel der Berner Gemeinde Worb. Zwei EVU teilen sich das Versorgungsgebiet, der Preis für 1 kWh Strom im Jahr 2023 beträgt 26 Rp. oder 70,78 Rp. (ElCom, 2023).

22 Der Grund dafür ist folgender: EVU können, müssen aber nicht ihren selbst erzeugten Strom vorrangig zu Gestehungskosten (plus ein geringer Aufschlag) an gebundene Kunden statt an Kunden auf dem freien Markt verkaufen. Alternativ können die EVU die so genannte Durchschnittspreismethode über das gesamte Portfolio des selbst erzeugten und beschafften Stroms anwenden. Dies führt bei hohen Preisen zu folgenden Anreizen: Ein grosser Teil des teuer am Markt beschafften Stroms wird über die Durchschnittspreismethode an die gebundenen Kunden weiterverrechnet. Liegen die Marktpreise unter den Gestehungskosten des EVU, wird der selbst produzierte Strom an die gebundenen Kunden verkauft. Folge: Gebundene Kunden zahlen regelmässig mehr als Kunden auf dem freien Markt.

Wettbewerbsorientierter inländischer Erdölmarkt

Mineralölprodukte decken aktuell rund die Hälfte des schweizerischen Energiebedarfs. Sie sind zurzeit insbesondere als Treib- und Brennstoffe sowohl für die private Mobilität als auch für die Wirtschaft noch von grosser Bedeutung. Da die Schweiz über keine eigene Erdölförderung verfügt, ist sie auf den Import von Rohöl und raffinierten Erdölprodukten angewiesen.^{|23} Die Einfuhren erfolgen hauptsächlich über Pipelines, Schiffe und Tanklastwagen, aufgrund der grossen europäischen Häfen oft im Transit aus Deutschland, den Niederlanden, Italien und Belgien. Die Raffinerie Cressier ist seit der Schliessung der Raffinerie Collombey im Wallis die einzige grössere Anlage in der Schweiz; rund ein Viertel des hierzulande verbrauchten Erdöls wird im Kanton Neuenburg zu Benzin, Diesel, Kerosin und Heizöl verarbeitet.

Der Markt ist weitgehend in der Hand privater Investoren. Mehrere grosse und zahlreiche kleinere Unternehmen betreiben ein dichtes Tankstellennetz^{|24} und beliefern Haushalte sowie die Industrie. Zur Verbesserung der Versorgungssicherheit führt die Mineralölbranche im Auftrag des Bundes Pflichtlager mit Benzin, Diesel und Heizöl mit einer Vorhaltezeit von viereinhalb Monaten und Pflichtlager mit Kerosin zur Bedarfsdeckung während drei Monaten. Finanziert wird die Pflichtlagerhaltung durch Garantiefondsbeiträge^{|25} (Carbura, 2023).

Rudimentär geregelter Gasmarkt

Gasmarkt und -versorgung sind derzeit nur rudimentär reguliert. Einheitliche, gesamtschweizerische Rahmenbedingungen für einen funktionierenden Wettbewerb existieren bis heute nicht. Regulierungsgrundlagen sind das Rohrleitungsgesetz von 1963 sowie die Verbändevereinbarung von 2012 zwischen der Gasindustrie und bestimmten industriellen Grosskunden. Letztere können einen Netzzugang beantragen und haben damit die Möglichkeit, ihren Lieferanten frei zu wählen. Im Gegenzug anerkennen sie die Branchenstandards zur Ermittlung der Netzentgelte und die allgemeinen Netznutzungsbedingungen (Erdgas Ostschweiz AG, 2014).

Nur gerade rund 400 Grosskunden (rund 27% des Gasabsatzes) können ihren Lieferanten grundsätzlich frei wählen, allen anderen über 400 000 Klein- und für Wärmekunden ist der freie Netzzugang hingegen verwehrt. Sie müssen das benötigte Gas von ihrem regionalen Monopolversorger beziehen (Schlittler & Flatt, 2020).^{|26} Das seit längerem diskutierte Gasversorgungsgesetz soll in den nächsten Jahren den Markt für alle Kunden mit einem Absatz von mindestens 100 000 kWh öffnen. Die rest-

Gasmarkt und -versorgung sind derzeit nur rudimentär reguliert.

23 Herkunft des importierten Rohöls: Nordamerika: 58%, Afrika: 40%, Asien/Ozeanien: 2%, (Avenegy Suisse, 2023a).

24 So gibt es in der Schweiz 3314 öffentlich zugängliche Markentankstellen (Avenegy Suisse, 2023b).

25 Beiträge auf Importe.

26 Es gibt weder einen zwingenden, regulierten Netzzugang noch eine Regulierung der Netztarife in der Schweiz. Letztlich ist der Netzzugang nur über einen Entscheid der Wettbewerbskommission (Weko) sichergestellt. Aufgrund fehlender Entflechtung ist es für neue Lieferanten schwierig, konkurrenzfähige Angebote zu platzieren.

lichen Bezüger weiterhin der regulierten Versorgung zugeteilt werden, bleiben also gefangene Kunden. Die Branche soll aber stärker als bisher beaufsichtigt werden (analog zum Strommarkt).²⁷ Besser wäre es jedoch, den Markt in einem Schritt ganz zu öffnen, um allen Kunden die Wahlfreiheit zu ermöglichen. Ansonsten besteht die Gefahr, dass sich die Geschichte der bis heute verzögerten Strommarktöffnung beim Gas wiederholt.

Die Schweiz ist auf den Import von Erdgas angewiesen, nur ein geringer Anteil von rund 1 % (2021) wird in einer der 38 inländischen Biogasanlagen produziert. Das importierte Erdgas stammte hauptsächlich aus Norwegen (22 %), Russland (43 %), der EU (19 %; v. a. Niederlande und Deutschland). Die angegebenen Zahlen für 2021 dürften sich 2022/23 stark verändert haben, da Russland als Herkunftsgebiet weitgehend wegfällt und die Lücke vor allem mit Flüssiggasimporten (LNG) aus Übersee gefüllt wird. Der Grossteil des Imports und der Verteilung erfolgt über Rohrleitungen – insgesamt 20 435 km (ohne Hausanschlüsse) – die Zahl ist in den letzten fünf Jahren leicht angestiegen.

Die Schweiz spielt eine wichtige Rolle als Transitland für den Gastransport in andere europäische Länder. Gasströme aus verschiedenen Quellen durchqueren die Schweiz auf dem Weg in Zielländer wie Italien oder Deutschland. Die Schweiz verfügt auf ihrem Territorium – vor allem aufgrund der Geologie – über keine grossen Gasspeicher²⁸, Gasförderanlagen oder Anlagen für LNG. Bestehende, kleine kommerzielle Speichervolumina decken knapp den Tagesbedarf, saisonale Speicher gibt es nicht. Ein Abkommen mit Frankreich soll den Schweizer Gasversorgern einen diskriminierungsfreien Zugang zu den französischen Speichern garantieren (ca. 7,5 % des Jahresverbrauchs (BFE, 2022a)). Kürzlich konnte der Bundesrat zudem mit Italien eine Absichtserklärung unterzeichnen, wonach die Schweiz bei einem Ausfall der Gaslieferungen aus Deutschland von Italien aus versorgt werden könnte (Bernet, 2023).

Die Schweiz spielt eine wichtige Rolle als Transitland für den Gastransport.

2.3_Bisherige Instrumente

Im Idealfall setzt der Ordnungsrahmen Anreize für private Akteure, so dass Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit des gesamten Energiesystems zu volkswirtschaftlich angemessenen Preisen gewährleistet sind (vgl. Kapitel 1). Im ungünstigen Fall führen Fehlanreize zu einer ineffizienten Ressourcennutzung, womit das optimale Gleichgewicht im Energie-Triplemma nicht erreicht wird.

Die bestehenden gesetzlichen Grundlagen der Schweizer Energiepolitik sind umfassend. Dazu gehören das CO₂-Gesetz, das Kernenergie-, Stromversorgungs- und das Wasserrechtsgesetz. Das Fundament bildet

²⁷ Die Aufsicht soll der ElCom übertragen werden, die dann in EnCom (Energiekommission) unbenannt wird.

²⁸ Mehrere Projekte für Gasspeicher in der Schweiz sind in Arbeit, deren Kapazität letztlich aber nur wenige Prozente des Jahresverbrauchs betragen dürfte und die erst nach 2030 in Betrieb gehen werden (BFE, 2022a).

das Energiegesetz (BFE, 2021). Dieses legt nicht nur konkrete Richtwerte fest, wie die Energiestrategie 2050²⁹ etappenweise erfüllt werden soll. Es definiert auch die Massnahmen zur Umsetzung dieser Ziele. Einige – wie das Gebäudeprogramm oder die Zielvorgaben für den CO₂-Ausstoss von Fahrzeugen – sind nachfrageseitig und zielen auf den Energieverbrauch oder die Energieeffizienz. Andere versuchen, die Angebotsseite zu beeinflussen, indem sie den Ausbau erneuerbarer Energien fördern.

Das Energiegesetz

Das erste Energiegesetz des Bundes (EnG) trat 1999 in Kraft. Bereits damals war die «umweltverträgliche Bereitstellung» von Energie ein Anliegen (EnG, 1998). Eine stärkere Betonung der Nachhaltigkeit erfolgte jedoch erst einige Jahre später mit der Verabschiedung des Stromversorgungsgesetzes (StromVG). Das Parlament beschloss, das StromVG mit einer Revision des EnG zur Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in einem Mantelerlass zu ergänzen (Zünd, 2019). Sowohl das StromVG als auch das revidierte EnG traten 2008/2009 in Kraft.

Kurz darauf erschütterte die Reaktorkatastrophe von Fukushima 2011 die Welt. In der Folge beschloss die Schweiz eine Totalrevision des EnG. Darin sollte der Ausstieg aus der Kernkraft verankert und die Grundlage für die Energiewende geschaffen werden. Zwei Stossrichtungen wurden festgelegt: die Steigerung der Energieeffizienz und der Ausbau der erneuerbaren Energien. Konkret sollte sowohl der durchschnittliche Energie- als auch der Stromverbrauch pro Person gegenüber dem Stand in den Jahren 2000 bis 2020 um 16 % bzw. 3 % und bis 2035 um 43 % bzw. 13 % gesenkt werden. Zudem sollte die durchschnittliche inländische Produktion erneuerbarer Energien (ohne Wasserkraft) bis 2020 4400 GWh und bis 2035 11400 GWh betragen. Für die Wasserkraft galt ein separater Richtwert von 37400 GWh bis 2035.

Die Ziele für 2020 wurden alle erreicht oder übertroffen: Der Stromverbrauch lag 2020 um 11,3 % (witterungsbereinigt um 10,4 %) unter dem Wert von 2000, der Endenergieverbrauch sank um 23,7 % (witterungsbereinigt um 20,8 %). Die erneuerbare Stromproduktion (ohne Wasserkraft) erreichte 4712 GWh, was einem Anteil von 7,2 % an der gesamten Nettostromproduktion entspricht. Bei der Stromproduktion aus Wasserkraft wird ein Nettozuwachs von rund 2000 GWh angestrebt, wovon 45 % erreicht wurden (BFE, 2021b).

In Folge der Reaktorkatastrophe von Fukushima 2011 beschloss die Schweiz die Totalrevision des EnG.

29 Die Energiestrategie 2050 beschreibt die energiepolitische Stossrichtung der Schweiz, deren Umsetzung 2017 mit der vom Volk angenommenen Revision des Energiegesetzes begonnen hat.

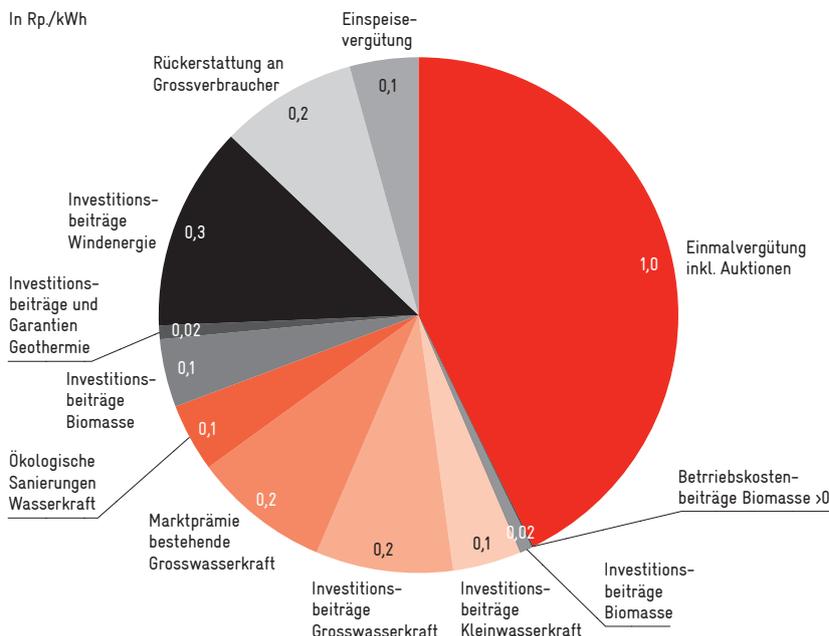
Ein umfangreicher (Förder-)Instrumentenmix

Um die Ziele des EnG zu erreichen, wurden verschiedene Förderprogramme aufgelegt. Zur Finanzierung dieser Programme dient in erster Linie der Netzzuschlag.³⁰ Dieser betrug ursprünglich 0,6 Rp./kWh auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze. Mit der Totalrevision des EnG im Jahr 2018 wurde der Netzzuschlag auf 2,3 Rp./kWh erhöht. Der grösste Teil wird für die Förderung von Photovoltaikanlagen durch Einmalvergütungen (EIV) verwendet. Der Rest wird für das Einspeisevergütungssystem (EVS), Investitionsbeiträge für Wasserkraft, Wind und Biomasse, Geothermie-Garantien und Marktprämien für bestehende Grosswasserkraftwerke ausgegeben (vgl. Abbildung 6). Das Gebäudeprogramm hingegen wird gemäss CO₂-Gesetz aus der CO₂-Abgabe finanziert.

Wertmässig die wichtigsten Förderinstrumente waren bislang das EVS und das Gebäudeprogramm, da hier die meisten Fördermittel eingesetzt werden. Danach folgt die EIV. Beim EVS können aber seit 2022 keine neuen Anlagen angemeldet werden.

Abbildung 6
Verwendung des Netzzuschlags

Der Netzzuschlag ist heute auf 2,3 Rp./kWh begrenzt, womit jährlich 1.38 Mrd. Fr. als Fördermittel zur Verfügung stehen. Den stromintensiven Endverbrauchern wird er zurück-erstattet, die Ausgaben dafür betragen 0,2 Rp./kWh.



Quelle: BFE, 2022

³⁰ Stromintensive Branchen erhalten unter bestimmten Voraussetzungen und auf Antrag den Netzzuschlag zurück. Damit beteiligen sich ausgerechnet die grössten Stromverbraucher nicht am Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion (und indirekt an der Erhöhung der Versorgungssicherheit). Auch Bergbahnen und Freizeitanlagen profitieren von diesem Privileg.

Das EVS und die EIV

Das EVS wurde bereits mit der ersten Revision des EnG im Jahr 2008 eingeführt und richtet sich an Produzenten von erneuerbarem Strom aus Biomasse, Geothermie, Photovoltaik, Wasserkraft (bis zu einer Leistung von 10 MW) und Windenergie. Die Betreiber solcher Anlagen erhalten unter dem EVS einen Betrag für jede kWh Strom, die sie ins Netz einspeisen.

In der ursprünglichen Form des EVS war der Preis kostendeckend, seit der Totalrevision orientieren sich die Förderbeträge allerdings an den Gestehungskosten einer Referenzanlage. Die Vergütung setzt sich somit aus dem erzielten Verkaufspreis und der Einspeiseprämie (Vergütungssatz abzüglich Referenz-Marktpreis) zusammen. Zudem ist die Förderung seit 2018 auf eine Vergütungsdauer von 15 bis 25 Jahren begrenzt. Zwischen 2018 und 2021 wurden im Rahmen des EVS 2,2 Mrd. Fr. für die Förderung der erneuerbaren Stromproduktion ausgegeben (BFE, 2023b). Im Jahr 2022 waren die Strompreise so hoch, dass der Referenzpreis oft über dem Fördersatz lag. Dies führte dazu, dass mehrere Stromproduzenten eine Rechnung vom Bund erhielten – woraufhin einige von ihnen den Betrieb einstellten (Alich, 2022).

Das EVS löste die Mehrkostenfinanzierung (MKF) ab, bei der die Betreiber von ihrem EVU eine Vergütung von durchschnittlich 15 Rp. pro eingespeiste kWh³¹ erhielten. Den EVU wurde wiederum die Differenz zwischen den 15 Rp./kWh und ihren marktorientierten Bezugspreisen vom Bund erstattet (Pronovo, 2023). Obwohl mittlerweile die Betreiber keine MKF mehr beantragen können, werden vor dem 1. Januar 2006 in Betrieb genommene Anlagen weiterhin gefördert: Im Jahr 2021 waren dies 1062 Anlagen, die insgesamt 24,2 Mio. Fr. erhielten (Pronovo, 2022).

Obwohl die Photovoltaik unter dem EVS von 2018 bis 2021 mit bereits durchschnittlich 185 Mio. Fr. pro Jahr unterstützt wurde, besteht ein weiteres Förderprogramm, das spezifisch den Ausbau von Solarenergie fördert: die Einmalvergütung (EIV). Dabei erhalten Betreiber von PV-Anlagen seit 2014 einen einmaligen Investitionsbeitrag, zwischen 2018 und 2021 wurden so für Photovoltaikanlagen 876 Mio. Fr. ausgegeben (Pronovo, 2022). Mit der Einmalvergütung für Photovoltaik-Grossanlagen (HEIV) wurde vor dem Hintergrund der sich verschärfenden Winterstromlücke jüngst ein zusätzliches Instrument geschaffen, spezifisch zur Förderung alpiner Photovoltaikanlagen (vgl. Kapitel 3.1.1).

Das Gebäudeprogramm

Das 2010 lancierte Gebäudeprogramm fördert energetische Sanierungen der Gebäudehülle, Investitionen in erneuerbare Energien, die Abwärmennutzung und die Optimierung der Gebäudetechnik. Finanziert wird es mit Beiträgen der Kantone und einem Drittel der Einnahmen der CO₂-

Mit der Einmalvergütung für Photovoltaik-Grossanlagen wurde jüngst ein zusätzliches Förderinstrument geschaffen.

31 16 Rp./kWh für Anlagen, die zwischen 1992 und 1999 in Betrieb genommen wurden.

Abgabe (oder maximal 450 Mio. Fr. pro Jahr) – nicht ausgeschöpfte Mittel werden an die Bevölkerung zurückverteilt.

Neben den Richtwerten des EnG soll das Gebäudeprogramm auch zur Erreichung der Klimaziele beitragen. Diese wurden zuletzt in der Abstimmung über das Klimagesetz am 18. Juni 2023 vom Schweizer Volk bestätigt: Die Treibhausgasemissionen sollen bis 2040 gegenüber 1990 um mindestens 75 % reduziert werden, bis 2050 soll die Schweiz klimaneutral sein (Bafu, 2023b). Zu diesem Zweck wurden 2021 rund 361 Mio. Fr. in das Gebäudeprogramm investiert. Seit 2010 kumuliert sich die Förder-summe auf 2,6 Mrd. Fr. (Gebäudeprogramm, 2022).

Insgesamt muss das Gebäudeprogramm als wenig effizient eingeschätzt werden, die Kosten der Reduktion einer Tonne CO₂ betragen hohe 205 Fr. (Dümmler & Rühli, 2021, S. 153). Auch der Mitnahmeeffekt ist in vielen Fällen gross. So gaben in einer Studie im Auftrag der Stadt Zürich 80 % der Bezieher von Fördergeldern an, dass sie die Gebäudetechnikmassnahmen auch ohne Fördergelder genau gleich umgesetzt hätten (Lehmann et al., 2017, S. 70f.).

Insgesamt muss das Gebäudeprogramm als wenig effizient eingeschätzt werden.

Weitere Förderinstrumente

Weitere – vom Volumen kleinere – Förderinstrumente sind die Investitionsbeiträge für Biomasse, Wasserkraft und Windenergie, die Marktprämie für Grosswasserkraft und Erkundungsbeiträge für Geothermieprojekte bzw. -garantien.

Davon führte die Marktprämie (trotz des Begriffs handelt es sich hier um eine Subvention) zu den höchsten Ausgaben, die sich zwischen 2018 und 2022 immerhin auf 468 Mio. Fr. summierten, aber im Vergleich zu den oben genannten Instrumenten eher gering ausfallen (BFE, 2022d). Anspruch auf diese Marktprämien haben Betreiber von Grosswasserkraftwerken mit einer Leistung von mehr als 10 MW, sofern sie ihren Strom am Markt zu Preisen unter den Gestehungskosten verkaufen müssen.

Mit Investitionsbeiträgen können Betreiber von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien beim Bau neuer Anlagen oder der Erneuerung und Erweiterung bestehender Anlagen unterstützt werden. Dieses Angebot wird seit 2020 jedoch kaum genutzt. Die wenigen Gesuche für Biomasseanlagen im Jahr 2020 beliefen sich auf insgesamt rund 10 Mio. Fr. (BFE, 2020b).

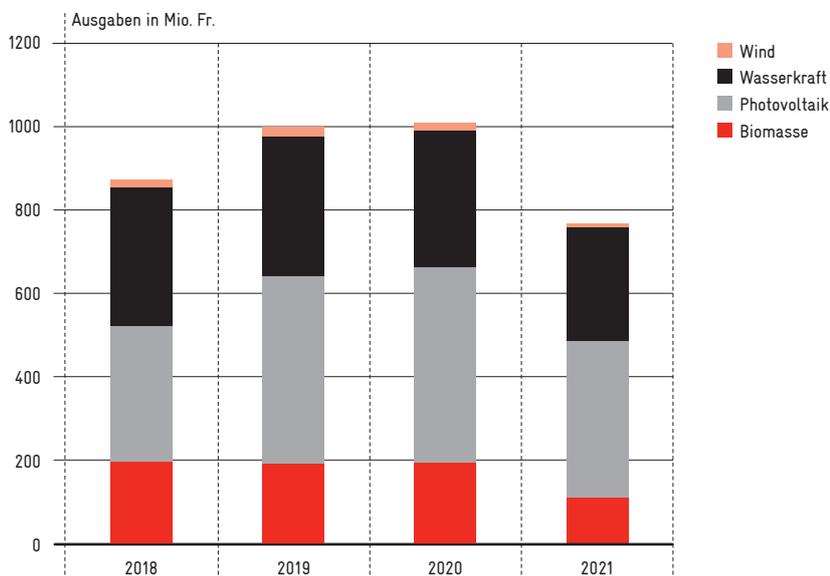
Ein ähnliches Bild zeigt sich bei der Geothermie, wo bisher zwei Projekte mit einem Sondierungsbeitrag unterstützt wurden. Die Kosten beliefen sich auf rund 65 Mio. Fr. (BFE, 2022e). Unterstützt wurden unter anderem geophysikalische Messungen zur Bestimmung der räumlichen Ausdehnung eines geothermischen Reservoirs.

Insgesamt zeigt sich, dass die Photovoltaik und die Wasserkraft im politischen Prozess am meisten Sympathien geniessen, ihre Fördermittel sind am umfangreichsten (vgl. Abbildung 7). Die Windkraft hingegen kämpft um Akzeptanz – sowohl politisch wie auch in der Bevölkerung (vgl. Kapitel 3.3.1).

Abbildung 7

Förderbeiträge zwischen 2018 und 2021

Im Rahmen des Einspeisevergütungssystems, der Einmalvergütung, der Mehrkostenfinanzierung und der Marktprämie wurden zwischen 2018 und 2021 insgesamt 3,6 Mrd. Fr. für die Förderung erneuerbarer Energien ausgegeben. Die Hälfte ging an Betreiber von Photovoltaik-Anlagen.



Quelle: Pronovo, 2022

Auf der Nachfrageseite bündelt EnergieSchweiz freiwillige Massnahmen zur Umsetzung der Energiestrategie. Dazu gehören Sensibilisierung, Information, Beratung, Aus- und Weiterbildung sowie Qualitätssicherung. Die Schwerpunkte liegen in den Bereichen Gebäudeeffizienz und erneuerbare Energien für private Haushalte, Mobilität für private Haushalte und Unternehmen sowie Anlagen und Prozesse in Industrie und im Dienstleistungssektor (EnergieSchweiz, 2019). Auch wenn das Programm nur die Wirkung anderer Fördermassnahmen verstärken soll, so bleibt die Effizienz aufgrund fehlender quantitativer Analysen schwierig abzuschätzen.³²

2.4_Mitten in Europa

Die Schweiz ist zur Deckung ihres Energiebedarfes heute weitgehend auf Importe angewiesen und dürfte es auch in Zukunft bleiben (vgl. Kapitel. 2.2). Gute Beziehungen zum europäischen Ausland bleiben wichtig, da Energie häufig über deren Transportnetze und Märkte beschafft wird. Im Zentrum steht ein geregelter und gut funktionierender Zugang zum EU-Energiebinnenmarkt.

³² 2021 belief sich das Budget von EnergieSchweiz auf 42.7 Mio. Fr (EnergieSchweiz, 2022).

Dieser entwickelt sich permanent weiter. Nachdem sich die Idee in den achtziger Jahren konkretisierte, wurden mittels sogenannter Energiepakete in der EU Massnahmen zur Öffnung der Strom- (1996) und Gasmärkte (1998) eingeleitet. 2003 folgt mit dem zweiten Energiepaket die freie Wahl des Gas- und Stromlieferanten für Geschäfts- und Privatkunden (Ciucci, 2022). Nachdem die Mitgliedstaaten im Rahmen des Vertrages von Lissabon das Ziel eines Energiebinnenmarktes erneuert hatten, wurde mit dem dritten Energiepaket (2009) die Agentur für die Zusammenarbeit der nationalen Energieregulierungsbehörden (Acer) gegründet. Das eine Dekade später folgende vierte Paket («Clean Energy Package») legte schliesslich einen stärkeren Fokus auf das Erreichen der Klimaziele und weniger auf die Wettbewerbsfähigkeit (Carella, 2020).

Im Rahmen des «Fit-für-55»- und fünften Energiepakets soll die EU-Gesetzgebung endgültig auch im Energiebereich mit den Klimazielen in Einklang gebracht werden.

Zusätzlicher Druck für eine schnelle Umstrukturierung des Energie-marktes entstand zudem nach dem russischen Angriff auf die Ukraine. Dieser offenbarte, dass eine zu starke Abhängigkeit von russischem Gas bestand. Aufgrund der Sanktionen – und gemäss dem «REPower EU»-Plan (Europäische Kommission, 2022)– musste die Gasversorgung kurzfristig umgestellt werden, z. B. auf den Bezug von LNG aus den USA (Zachmann et al., 2023). Trotzdem hält die EU an ihren ehrgeizigen Umweltzielen fest. Der Übergang zu einem von neuen Erneuerbaren geprägten Energiesystem erhöht gerade beim Strom den Koordinationsbedarf nationaler Massnahmen zur Wahrung der Netzsicherheit. Dasselbe gilt für die Nutzung von grenzüberschreitenden Kapazitäten zur Effizienzsteigerung.

Bedeutung für die Schweiz

Die Entwicklung des europäischen Energiebinnenmarktes ist für die Schweiz von grosser Bedeutung. Die Verflechtung der Energieinfrastruktur – insbesondere beim Stromaustausch – ist eng. Zudem hat die Schweiz viele Regeln der EU übernommen, die den grenzüberschreitenden Handel sicherer und effizienter machen (z. B. die Network Codes im Strombereich, vgl. Kapitel 3.1.2). Mit der Voranschreitenden Umgestaltung des EU-Energiemarktes haben sich in den letzten Jahren jedoch die regulatorischen Unterschiede zwischen der EU und der Schweiz verstärkt. Diese führen dazu, dass die Schweiz in vielen Bereichen zusehends von wichtigen Prozessen ausgeschlossen ist und immer mehr den Status eines Drittstaates einnimmt.

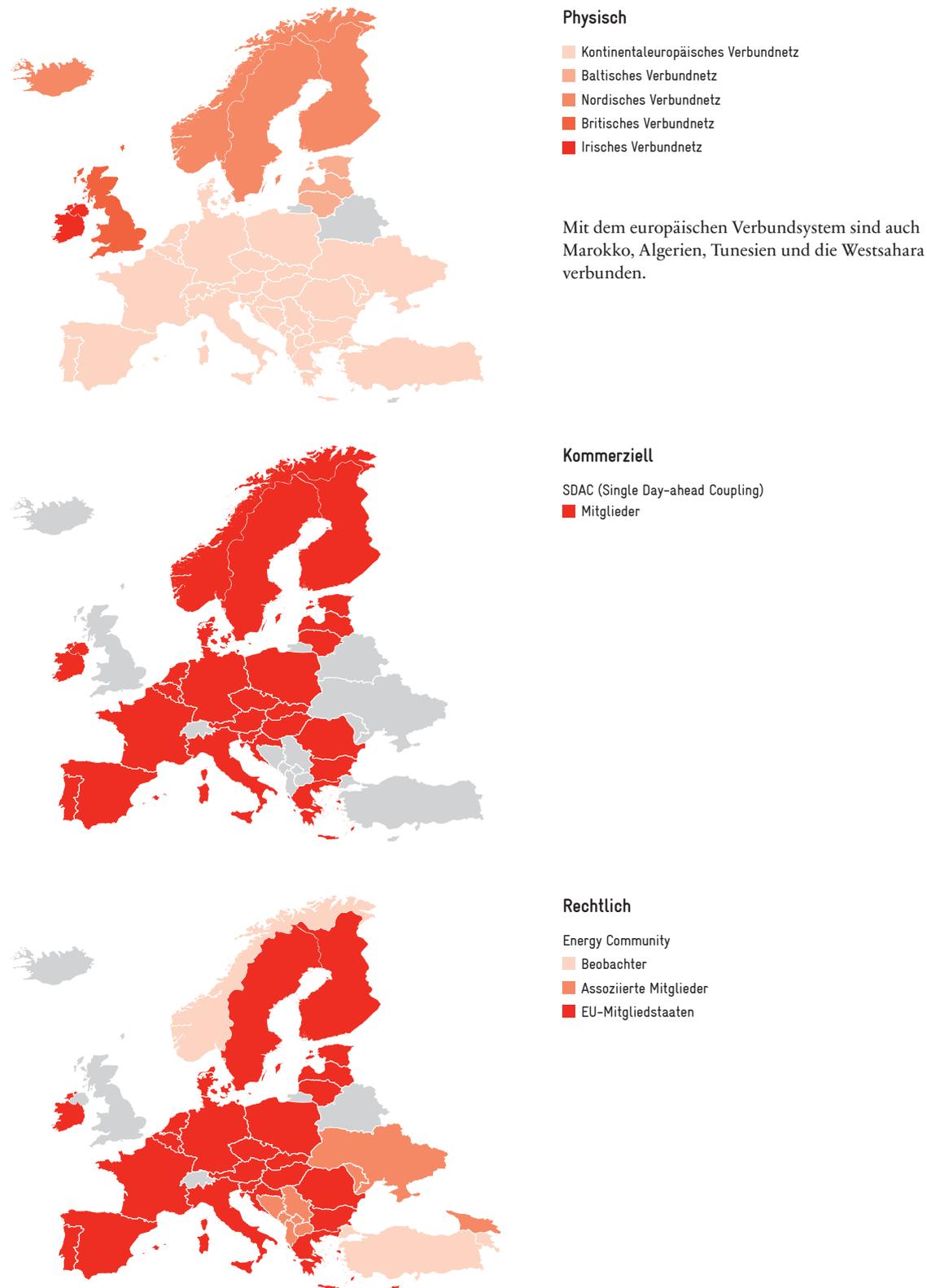
Dies gilt insbesondere für den Strombereich (vgl. Abbildung 8), weshalb die Schweiz bereits 2007 Verhandlungen mit der EU über ein bilaterales Stromabkommen aufnahm. Zu einem Abschluss kam es allerdings nicht, denn die EU machte früh klar, dass der Abschluss neuer Marktzugangsabkommen von der Klärung der institutionellen Fragen abhängig ist. Mit dem Entscheid der Nichtunterzeichnung des institutionellen Rahmen-

In den letzten Jahren haben sich die regulatorischen Unterschiede zwischen der EU und der Schweiz verstärkt.

Abbildung 8

Die Schweiz ist mitten in Europa

Mit der Weiterentwicklung des EU-Strommarktes verschärfen sich die regulatorischen Unterschiede zwischen der Schweiz und ihren Nachbarn zunehmend.



Quelle: Bühlmann, 2023; Austria-Forum, 2014; ENTSO-E, 2023; Energy Community, 2023

abkommens (InstA) durch den Bundesrat im Mai 2021 rückte das Stromabkommen deshalb in weite Ferne. Nebst der Erosion der bilateralen Verträge (Hug Alonso & Dümmler, 2023) hat der Entscheid negative Folgen für die Stromversorgungssicherheit und Netzstabilität in der Schweiz (vgl. Kapitel 3.1.2).

Doch nicht nur der Strombereich ist betroffen. Was heute gerne vergessen wird: Die Schweiz und die EU strebten vor mehr als zehn Jahren ein erweitertes Energieabkommen an (EDA, 2010). Die Priorität lag zwar beim Strom, es war aber vorgesehen, dass sich das neue Abkommen problemlos auf weitere relevante Energiebereiche ausdehnen lässt. Anstoss war das dritte Energiepaket der EU, insbesondere die Richtlinie über erneuerbare Energien, die nicht nur den Ausbau der Stromerzeugung bezweckt. Angesichts des derzeitigen Hochlaufs des Wasserstoffmarktes in der EU erscheint das Thema aktueller denn je (vgl. Kapitel 3.3.4).

3_ Lösungsansätze

Wie in Kapitel 1 erwähnt, steht die Schweiz vor der Problematik, kurz- und mittelfristig die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Langfristig soll das Netto-null-Ziel erreicht werden. Im vorliegenden Kapitel werden Ideen vorgestellt, um die beiden Herausforderungen zu meistern.

3.1_ Resilienz stärken

Auch wenn sich die Lage an den Energiemärkten im Vergleich zum Winter 2022/23 deutlich beruhigt hat, dürfte die Versorgungssicherheit für die Schweiz auch in den kommenden Jahren vor allem im Winter eine Herausforderung bleiben. So lässt sich nicht ausschliessen, dass eine ungünstige Kumulation mehrerer Faktoren – entgegen derzeitigen Prognosen – dennoch zu einer Mangellage führen könnte. Mittelfristig werden zudem die schwierigen Beziehungen zur EU zu einem immer grösseren Risiko auf dem Weg zu einer sicheren und nachhaltigen Energieversorgung der Schweiz.

3.1.1_ Versorgungssicherheit in den nächsten Wintern

Die Versorgungssicherheit, insbesondere mit Elektrizität, muss weiterhin zuoberst auf der politischen Prioritätenliste stehen. In der bereits erwähnten Studie zur kurzfristigen «Strom-Adequacy» im Winter 2022/23 (vgl. Kapitel 1) wurde festgestellt, dass im Falle einer Reduktion der europaweiten Stromproduktion aus Gaskraftwerken um ca. 15% im Vergleich zu den Vorjahren ein Stromdefizit von durchschnittlich 46 GWh (27% eines Wintertagesverbrauchs) entstehen würde. Fossile Reservekraftwerke wurden dabei in den Berechnungen nicht mitberücksichtigt (Swissgrid, 2022d, S. 8).³³

Tabelle 1

Getroffene Massnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit im Winter 2022/23

Massnahme	Beitrag	Kosten	Einsatzdauer
Wasserkraftreserve ³⁴	400 GWh	ca. 300 Mio. Fr.	Winter 2022/23
Reservekraftwerke ³⁵	336 MW	ca. 760 Mio. Fr.	Feb. 2023 – Apr. 2026
Notstromgruppen	280 MW	63 Mio. Fr.	Feb. 2023 – Apr. 2026
Spannungserhöhungen	380 kV ³⁶	k. A.	Jan. 2022 – Apr. 2023

³³ In einem anderen Szenario, in dem die Hälfte des französischen KKW-Parks sowie die Schweizer Kernkraftwerke Leibstadt und Beznau 1 ausfallen, käme es zu regional angespannten Situationen, die sich aber aufgrund der inländischen Wasserkraft und genügend Importkapazitäten nicht ausweiten dürften.

³⁴ Diese dürfte in den kommenden Wintern geringere Kosten verursachen.

³⁵ In Birr (AG), Corneaux (NE) und Monthey (VS).

³⁶ Leitungen Bickigen–Chipis und Bassecourt–Mühleberg wurden auf 380 kV statt auf 220 kV betrieben.

Energiesparkampagne wohl ohne grossen Einfluss

Die Massnahmen zur Sicherung der Energieversorgung wurden von einer Energiesparkampagne flankiert (Bundesrat, 2022b). Auf Basis des Verbrauchs konnte eine gewisse Reduktion festgestellt werden: Beim Gas sank die Nachfrage gegenüber dem Vorwinter um 5,8 TWh, beim Strom betrug die Einsparung 1,76 TWh (BFE, 2023; Energate Messenger, 2023a).³⁷ Dennoch darf an der Wirksamkeit der Kampagne gezweifelt werden. Denn hauptverantwortlich für die Reduktionen waren wohl folgende zwei Effekte: Erstens nahm die Anzahl der Heizgradtage³⁸ gegenüber dem Vorwinter witterungsbedingt um 17,2% ab (Energate Messenger, 2023b), zweitens dürfte gerade beim Gas der massiv höhere Preis zu einer Reduktion der Nachfrage geführt haben.

Da eine weitere Sparkampagne im Winter 2023/24 wohl weniger Wirkung zeigen dürfte (die Akteure sind bereits an die Apelle gewöhnt), sollte die Politik besser auf die Preissignale vertrauen und auf Sparkampagnen verzichten.

Auf dieser Grundlage wurden im vergangenen Winter 2022/23 vier Massnahmen getroffen, um das Risiko einer möglichen Mangellage zu vermindern (vgl. Tabelle 1). Zusätzlich flankiert wurden die Massnahmen durch die Energiesparkampagne des Bundes (vgl. Box 2).

Die Politik war angesichts der drohenden Gefahr bereit, rasch und mit viel Geld die Lösung der Probleme anzugehen. Letztlich sind die getroffenen Massnahmen sehr teuer, angesichts des möglichen Schadens einer Mangellage³⁹ aber immer noch überschaubar. Den Beweis ihrer Wirksamkeit mussten sie jedoch (glücklicherweise) bislang nicht erbringen.

Die Entscheide zeigen vor allem zwei Tatsachen: Erstens wurden die Entscheidungsträger von den Entwicklungen schlicht überrumpelt, obwohl Branchenvertreter und auch das Babs (vgl. Kapitel 1) bereits seit Jahren vor entsprechenden Stromdefiziten warnten. Zweitens sind die Massnahmen nicht nachhaltig in dem Sinne, dass sie helfen würden, das Risiko einer Strommangellage in der Schweiz dauerhaft zu senken. Sie haben ein Ablaufdatum. Was danach konkret geschieht, ist noch unklar, es bestehen erst konzeptionelle Überlegungen.

Vier-Pfeiler-Konzept des Bundes

Grundsätzlich setzt der Bundesrat bei der Sicherstellung der Stromversorgung im Winter auf vier Pfeiler:

- **Pfeiler 1:** Rascher Ausbau der inländischen erneuerbaren Energien.
- **Pfeiler 2:** Ausbau der sicher abrufbaren und klimaneutralen Stromerzeugung im Winter.
- **Pfeiler 3:** Strategische Energiereserve als erste Absicherung ausserhalb des Marktes.
- **Pfeiler 4:** Aufbau einer Absicherung mit zusätzlicher Produktion.

³⁷ Im Gegensatz zum Gas verfehlte die Schweiz beim Strom ihr Einsparziel im Winter 2022/23.

³⁸ Indikator für den Einfluss der Witterung auf den Energieverbrauch für die Beheizung von Gebäuden.

³⁹ Laut Babs (2020) dürfte der Schaden einer Strommangellage bei über 180 Mrd. Fr. liegen.

Die letzten beiden Pfeiler wurden aufgrund der kritischen Versorgungssituation im Winter 2022/23 vorgezogen. So hat der Bundesrat bereits zu Beginn des Jahres 2023 die Winterreserveverordnung in Kraft gesetzt (Bundesrat, 2023b). Nach der Inkraftsetzung der Verordnung über die Wasserkraftreserve im Oktober 2022 (Bundesrat, 2022a), werden nun Reservekraftwerke, Notstromgruppen und Wärme-Kraft-Koppelungsanlagen (WKK)⁴⁰ gemäss dem dritten und vierten Pfeiler in die Winterstromreserve integriert. Es handelt sich allerdings um eine bis Ende 2026 befristete Massnahme, die nun in ein Gesetz überführt wird. Mit dem Bau des Gaskraftwerks in Birr wurde bereits 2022 begonnen, den vierten Pfeiler zu stärken; doch auch diese zusätzliche mögliche Stromproduktion ist befristet.

Das Konzept der vier Pfeiler setzt implizit auf dauerhafte Massnahmen, um der drohenden Winterstromlücke zu begegnen. Dass angesichts der Lage im Jahr 2022 ad hoc Massnahmen getroffen werden mussten, ist jedoch unbestritten. Um die Akzeptanz zu erhöhen, mag eine Befristung politisch der richtige Weg gewesen sein. Nun sind aber konkrete Lösungen gefragt, die kurz-, mittel- und langfristig die Versorgungssicherheit gewährleisten.

Empfehlungen aus Fachstudien

In den letzten Jahren haben sich mehrere Studien mit der kurzfristigen Stromversorgungssicherheit der Schweiz befasst. Aufgrund unterschiedlicher Annahmen und der verwendeten Daten ist ein direkter Vergleich der einzelnen Studien schwierig. Vor dem Hintergrund des Krieges in der Ukraine müssten die meisten Studien ohnehin angepasst werden. Eines scheint aber unbestritten und seit dem Überfall Russlands auf die Ukraine noch klarer zu sein: Die Schweiz muss im Winterhalbjahr mehr Strom produzieren, um das Risiko einer Mangellage zu reduzieren.

Die Schweiz muss im Winterhalbjahr mehr Strom produzieren.

Die sogenannte Frontier-Studie (2021) untersuchte die Frage, welche Auswirkungen die Kooperation mit der EU auf die Versorgungssituation in der Schweiz hat. Die Autoren kommen zum Schluss, dass ohne Kooperation und bei einer konsequenten Einhaltung der 70-Prozent-Regel (vgl. Kapitel 3.1.2) seitens der EU sowie geringen Produktionsmöglichkeiten der eigenen Wasserkraft und eingeschränkter Verfügbarkeit der KKW die Versorgungssicherheit sowie die operative Netzbetriebssicherheit gefährdet sind. Verträge mit den Kapazitätsberechnungsregionen Italien Nord und Core wären erste Schritte, um das Risiko zu vermindern (vgl. Kapitel 3.1.2).

Aufgrund dieser Studienergebnisse beauftragte der Bundesrat die ElCom, ein «Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerk» zu erarbeiten. Das Basiszenario geht dabei von einer geringeren Produktionskapazität der Schweizer und Französischen KKW, einer klimatisch bedingten niedrigen Wasserkraftproduktion und einer strikten Anwendung der 70-Pro-

⁴⁰ Dezentrale, fossile oder teilweise fossile Anlagen, die Wärme und Elektrizität erzeugen können.

zent-Regel (vgl. Kapitel 3.1.2) ⁴¹ aus. Zusätzlich wird angenommen, dass die Reaktoren Beznau 1 und 2 bereits stillgelegt sind. Im Worst-Case-Szenario ⁴² würden unter diesen Bedingungen 1605 GWh und 6 GW Leistung fehlen. Spitzenlast-Gaskraftwerke mit einer installierten Leistung von 1 GW sollten das schlimmstmögliche Szenario vermeiden, wenn sie im Hinblick auf eine längere Energieknappheit schon präventiv eingesetzt würden. Denn ein frühzeitiger Einsatz dieser Gaskraftwerke würde zu einer Schonung der Füllstände in den Speicherseen führen (ElCom, 2021b, S. 56–58). Die Investitionskosten für die Bereitstellung dieser Kapazitätsreserve werden auf 700 bis 900 Mio. Fr. geschätzt (Bundesrat, 2022c).

Rohrer et al. (2023) argumentieren hingegen, das Konzept der (fossilen) Reservekraftwerke weise erhebliche Mängel auf: Da die meisten Ausfälle bei KKW, was für die Autoren die grösste Gefahr darstellt, kurzfristig und unvorhersehbar eintreten, könnten die Reservekraftwerke eine Strommangellage nicht vermeiden. Ein rascher Ausbau der erneuerbaren Energien sowie die Umsetzung der technischen Einsparpotenziale wären demgemäss zielführender.

Das Multimodal-Konzept von Rohrer & Zeyer (2023) geht in eine ähnliche Richtung: Mit einer Wasserkraftreserve von 700 GWh, dem Einbezug von Notstromaggregaten und dem Reservekraftwerk Birr (250 MW) könnte bereits ab dem Winter 2023/24 eine Reservekapazität von einem GW zur Verfügung stehen. Dazu sollen gemäss Mantelerlass die Erneuerbaren ausgebaut und Sparmassnahmen getroffen werden. Die berechneten Kosten von 140 Mio. Fr. machen dabei nur rund einen Sechstel des Konzepts mit den Spitzenlast-Gaskraftwerken aus.

Mit einem weiteren Vorschlag wartet Swisspower (2023) auf: So sollen die Reservekraftwerke ab 2026 mit Wärme-Kraft-Koppelung (WKK-Anlagen) ergänzt oder ersetzt werden. Diese könnten im Winter Strom und Wärme produzieren und so die Winterimporte reduzieren. Zudem könnten sie zwischen März und Mai als Reservekraftwerke dienen und somit die Wasserkraft entlasten. WKK-Anlagen weisen einen höheren Wirkungsgrad auf als die mit Öl oder Gas betriebenen Reservekraftwerke. Die Anlagen sollen ferner so schnell wie möglich mit erneuerbaren Brennstoffen betrieben werden, um weitere CO₂-Emissionen zu vermeiden.

Für 2025 empfiehlt die ElCom (2023) in einer aktuellen Studie eine Kraftwerksreserve von 400 MW. ⁴³ Gemäss Referenzszenario sollte es zu keinen Versorgungsproblemen kommen. Im Stressszenario ⁴⁴ traten in wenigen Fällen Knappheitssituationen auf, im absolut schlimmsten Fall würden rund 500 GWh Strom fehlen. Ohne präventiven Einsatz der Reserve würden die benötigten Kapazitäten sogar 600 MW betragen. Bis

Für 2025 empfiehlt die ElCom eine Kraftwerksreserve von 400 MW.

41 Reduktion der Importkapazitäten von 8,3 GW auf 1,6 GW.

42 Leere Speicherseen, unzureichende Importkapazitäten und Simultanausfall der Kernkraftwerke Leibstadt und Gösgen.

43 Die bestehenden Reservekraftwerke in Birr, Cornaux und Monthey sowie der Notstromaggregate wären somit ausreichend (vgl. Tabelle 1).

44 Gasknappheit und tiefe Verfügbarkeit der KKW.

2030 empfiehlt die ElCom (2023) eine thermische Reserve^{|45} von 700–1400 MW,^{|46} betont aber auch die grossen Unsicherheiten, etwa beim Ausbau der Erneuerbaren. Aufgrund dessen sollte der Ausbau der Reservekapazitäten ständig überprüft und – soweit nötig – angepasst werden.

Längerfristig wird das Risiko einer Stromversorgungslücke durch die System-Adequacy-Studie des BFE (2022b) als gering eingeschätzt. Die Autoren befassen sich mit der Erzeugungs- und Systemkapazität in der Schweiz und in Europa bis 2040, die kurzfristige Versorgungssituation wurde nicht untersucht. Im Ergebnis bestätigt die Studie ihre Vorgängerinnen aus den Jahren 2017 und 2019: Eine in den europäischen Strommarkt integrierte Schweiz habe keine Versorgungsengpässe zu befürchten. Die Versorgungssicherheit der Schweiz stützt sich auf die Wasserkraft, die Importkapazitäten und die gesamteuropäische Entwicklung. Die Schweiz könne in entspannten Netzsituationen importieren und in kritischen Situationen Wasserkraft exportieren. Diese Systemdynamik sei für die Schweiz und ihre Nachbarländer gegenseitig vorteilhaft. Der Umkehrschluss ist: Eine nicht in den EU-Strommarkt einbezogene Schweiz steht vor einem stark erhöhten Risiko von Versorgungsengpässen.

Eine nicht in den EU-Strommarkt einbezogene Schweiz risikiert Versorgungsengpässe.

Wasserkraftreserve und Kontingenthandel

Da auf der Angebotsseite die Wasserkraftreserve in allen Vorschlägen eine wichtige Rolle spielt, lohnt es sich, diese genauer zu betrachten. Wichtig zu verstehen ist, dass die Wasserkraftreserve im Gegensatz zu den Reservekraftwerken und den Notstromaggregaten nur Energie vorhält und keine zusätzliche Elektrizität in das System einspeist sowie dem Markt vorab sogar Energie entzieht. Die Wasserkraftwerksbetreiber werden also für das Vorhalten einer bestimmten Wassermenge (sprich abrufbare Energie) entschädigt. Die Reserve wird über ein Auktionsverfahren beschafft (Bundesrat, 2023b).

Nach dem Nicht-Einsatz der Reserve im Winter 2022/23 (und der Freigabe für den Verkauf am Markt) wurde von verschiedenen Seiten kritisiert, die Kosten seien mit rund 300 Mio. Fr. für die reine Vorratshaltung zu hoch und die Kraftwerksbetreiber würden doppelt verdienen.^{|47} Diese Kritik ist jedoch zu relativieren, da die Wasserkraftwerke aufgrund der Reservehaltung in den Wintermonaten (also bei den höchsten Strompreisen) nicht turbinieren konnten und somit auf Gewinne verzichteten. Aus Sicht der Stromkonsumenten – die letztlich die Reservehaltung zu berrappen haben – entspricht das Entgelt idealerweise maximal den entgangenen Gewinnen. Ein Auktionsverfahren ist dabei grundsätzlich das richtige Instrument, vorausgesetzt der Kreis der möglichen potenziellen Anbieter und damit die Intensität des Wettbewerbs ist gross genug.

45 Z. B. ein Gaskraftwerk.

46 Bei einer Laufzeit der KKW von 60 Jahren (vgl. Kapitel 3.3.3).

47 Dennoch wurde die Forderung nach einer verpflichtenden Reserve zu einem festen Entgelt laut (Humbel, 2023).

Das Problem ist jedoch, dass die Schweiz ein eher kleiner Markt ist und wenige Anbieter über einen hohen Marktanteil verfügen. Somit können die Kosten für die Reserve unter Umständen zu hoch anfallen. Eine Lösung wäre, die Wasserkraftreserve durch handelbare Verpflichtungen abzusichern (Schlecht & Savelsberg, 2022). Demgemäss würde jedes Wasserkraftwerk verpflichtet, einen gewissen Prozentsatz seines Speichervolumens als Reserve zurückzuhalten. Die Kraftwerke würden also nicht per se für die Reservehaltung entschädigt, was den Betreibern entsprechende Kosten in Form entgangener Einnahmen verursacht. Die Verpflichtungen wären aber handelbar, d. h. andere Wasserkraftwerke könnten die Verpflichtungen übernehmen. So sollten schliesslich diejenigen Wasserkraftwerke die Reserve stellen, welche diese am günstigsten anbieten können.

Andere Umstände beim Gas

Im Gegensatz zur Stromversorgung kann sich der Bund bei der Sicherstellung der Gasversorgung nicht auf ein entsprechendes Versorgungsgesetz⁴⁸ stützen. Da die Schweiz weder über eigene (erschlossene) Erdgasvorkommen noch über inländische Speicher verfügt, wird sie sich auch in den kommenden Wintern Kapazitäten im Ausland sichern. Entscheidend für die Versorgungssicherheit sind deshalb der Füllstand der Gasspeicher in der EU und die Bereitschaft der Nachbarländer, bei Bedarf Gas in die Schweiz zu leiten. Vor diesem Hintergrund bleibt ein trilaterales Solidaritätsabkommen der Schweiz mit Italien und Deutschland erstrebenswert (vgl. Kapitel 2.2). Zudem sollte die Schweiz weiterhin die Sparmassnahmen der EU mittragen, um im Notfall auch auf die europäische Solidarität zählen zu können.

Der Umstieg auf LNG hat zwar die Abhängigkeit Europas von Russland verringert, bedeutet aber gleichzeitig auch eine grössere Abhängigkeit vom Weltmarkt (Stocker, 2023) sowie durchschnittlich höhere Preise. Dabei ist zu berücksichtigen, dass der Strom- und Gasmarkt in Europa eng aneinandergeschlossen sind, da Gas zu einem bedeutenden Teil in Kraftwerken verstromt wird. Steht ausreichend Elektrizität aus anderen Quellen zur Verfügung, bleibt mehr Gas für andere Verwendungszwecke – wie industrielle Prozesse – zur Verfügung.

Strom- und Gasmarkt sind in Europa eng aneinandergeschlossen.

3.1.2 _Stromabkommen mit der EU

Die EU-Energiebinnenmarktentwicklung beeinflusst die Schweiz zunehmend (vgl. Kapitel 2.4). Unser Land kann jedoch aufgrund der fehlenden rechtlichen Verankerung weder eine aktive Rolle spielen noch seine Interessen auf dem europäischen Parkett wirksam vertreten. Dies hat vor allem auf den Stromsektor negative Auswirkungen, darunter ungeplante Strom-

48 Am 21.06.2023 legte der Bundesrat die Eckwerte eines solchen Gasversorgungsgesetzes vor (Bundesrat, 2023a).

flüsse, mögliche Handelsbeschränkungen und der Ausschluss von Regelenergieplattformen. Die Probleme werden in den kommenden Jahren graduell akuter und gefährden letztlich die schweizerische Versorgungssicherheit.

Physische Integration ins europäische Netz

Die Schweiz ist mit 41 grenzüberschreitenden Leitungen bestens in das europäische Verbundnetz integriert und verfügt über hohe Übertragungskapazitäten (Nuklearforum Schweiz, 2023).⁴⁹ Dies ist erstens eine wichtige Voraussetzung, um auch in Zukunft bei gestiegenem Strombedarf (vgl. Kapitel 2.1) die Versorgung im Winter durch zusätzliche Importe gewährleisten zu können. Zweitens bringt die Funktion der Schweiz als Transitkorridor durch die Abschöpfung der Preisdifferenz zwischen Deutschland und Italien auch einen volkswirtschaftlichen Nutzen.

Zurzeit bilden die vielen grenzüberschreitenden Leitungen einen Kapazitätspuffer, der jedoch bis 2025 aufgrund zunehmender ungeplanter Stromflüsse aus der EU erschöpft sein könnte (ebd., 2023). Trotz der physischen Integration der Schweiz in das europäische Netz bleibt sie von vielen Prozessen ausgeschlossen, die die EU zur Vertiefung des europäischen Energiebinnenmarkts gestartet hat (es gibt wenige Ausnahmen, vgl. Box 3). Viele davon dienen dazu, den Stromhandel zwischen den Mitgliedsländern sicherer und effizienter zu gestalten – vorderhand ohne Berücksichtigung der Auswirkungen auf Drittstaaten wie der Schweiz.

Box 3

Abstimmung unter den europäischen Übertragungsnetzbetreibern

Seit dem Italien-Blackout 2003 strebt die EU die Harmonisierung sicherheitsrelevanter Netzregeln an. Ein erster Schritt war das «Operation Handbook» von 2005, das für alle europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verbindliche Regeln festlegte. Im 2019 folgenden «Synchronous Area Framework Agreement» (Safa) verpflichteten sich alle ÜNB, verbindliche Netzwerkcodes für den sicheren Netzbetrieb zu nutzen. Als Mitglied des europäischen Verbandes Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) konnte Swissgrid an der Entwicklung der Codes mitarbeiten. Es gibt jedoch auch andere Network-Codes, die z. B. die Kapazitätsvergabe regeln (vgl. nächster Abschnitt) und nicht von Safa abgedeckt sind, von welchen die Schweiz ausgeschlossen ist (Swissgrid, 2021b).

Koordination schafft Stabilität

Eine wichtige Binnenmarktentwicklung in der EU ist die Einführung der sogenannten Kapazitätsberechnungsregionen (Capacity Calculation Regions; CCR) sowie des flussbasierten Marktkopplungsverfahrens (FBMC). CCR und FBMC wurden im Rahmen der Network Codes des dritten Energiepakets eingeführt und dienen der Koordination und Harmoni-

⁴⁹ Die hohe Anzahl grenzüberschreitender Leitungen ist historisch bedingt, da die Schweiz mit dem sogenannten «Stern von Laufenburg» eine prägende Rolle in der Entstehung des europäischen Stromnetzes spielte. Es handelt sich hierbei um eine Schaltanlage im Fricktal, mit der im Jahr 1958 erstmals die Übertragungsnetze der Schweiz, Deutschlands und Frankreichs verknüpft wurden.

sierung der grenzüberschreitenden Kapazitätsvergabe sowie des Engpassmanagements auf den Stromhandelsmärkten (EU-Verordnung 2015/1222, 2015).

Für die Schweiz sind vor allem die CCR «Core» und «Italien Nord» relevant.⁵⁰ Dabei handelt es sich um Koordinationsgebiete verschiedener ÜNB, die sich gegenseitig Engpässe melden und dadurch die Kapazitätsvergabe besser optimieren können. Ist die Koordination gegeben, kann die Vergabe schliesslich an den Stromhandel bzw. -markt gekoppelt werden. Durch die Optimierung des grenzüberschreitenden Stromhandels, bleiben Angebot und Nachfrage im Gleichgewicht sowie die Netzstabilität ungefährdet (Elia Group, 2022).⁵¹ Zurzeit besteht die Marktkopplung auf den «Intraday»- und «Day Ahead»-Strommärkten, auf denen Händler Strom einkaufen können, der am gleichen Tag bzw. am folgenden Tag geliefert wird. Die Schweiz ist – obwohl mittendrin – vom Kapazitätsvergabeverfahren und der Marktkoppelung ausgeschlossen (vgl. Abbildung 8). Das FBMC führt zu einer effizienteren Netznutzung, wobei der volkswirtschaftliche Nutzen auf mindestens 34 Mrd. Euro jährlich geschätzt werden (Schubotz & Orifici, 2022). Zudem hat der steigende grenzüberschreitende Handel zu einer zunehmenden Preiskonvergenz in der Core-Region geführt (Boerman, 2023).

Die Anzahl notwendiger Netz-eingriffe hat in den letzten Jahren stark zugenommen.

Aus der fehlenden Einbindung resultiert, dass die Schweiz in den Kapazitätsberechnungen der europäischen Partner nicht berücksichtigt wird. Dies hat zur Folge, dass Swissgrid oft nicht rechtzeitig Kenntnis über die zunehmenden ungeplanten Stromflüsse durch die Schweiz hat. Wenn beispielsweise Deutschland und Frankreich Strom handeln, kann dieser – rein den physikalischen Gesetzen gehorchend – auch durch die Schweiz fließen, was das Risiko einer Netzüberlastung erhöht. Um dies zu verhindern, greift Swissgrid zur Stabilisierung, z. B. mittels Strom aus Wasserkraft, in den Netzbetrieb ein.

Die Anzahl notwendiger Netzeingriffe hat in den letzten Jahren (2014–2022) mit einer jährlichen Wachstumsrate von 24 % stark zugenommen (Nuklearforum Schweiz, 2023).⁵² Diese sind nicht kostenlos und belasten die Stromkonsumenten zusätzlich.⁵³ Ein Stromabkommen würde die vollberechtigte Teilnahme an den Kapazitätsberechnungen ermöglichen. Bis dahin ist Swissgrid gezwungen, andere Lösungen zu finden: Aufgrund der historischen Zusammenarbeit mit Italien darf Swissgrid zurzeit als «Technical Counterparty» an den Arbeiten des CCR Italien Nord teilnehmen (Swissgrid, 2022c). Grundlage dafür ist ein privatrechtlicher Rahmenver-

50 An diesen CCR sind folgende Staaten beteiligt: Belgien, Deutschland, Frankreich, Italien (Italien Nord), Kroatien, Luxemburg, die Niederlande, Österreich, Polen, Rumänien, Slowakei, Slowenien, die Tschechische Republik und Ungarn.

51 Das Gleichgewicht zwischen Stromproduktion und -verbrauch ist notwendig, um die Stromfrequenz im Netz konstant bei 50 Hertz zu halten.

52 Dies ist mit höheren Kosten für Swissgrid verbunden, da sie zum Ausgleich von Schwankungen im Netz Regelernergie benötigt (vgl. Absatz zu Regelernergieplattformen). Die Ausgaben dafür werden über den Tarif für die allgemeinen Systemdienstleistungen im Strompreis an die Endverbraucher weitergegeben (Swissgrid, 2023b).

53 Das Szenario «Stromabkommen» weist in der Frontier-Studie mit 259 Mio. Euro die geringsten Redispatch-Kosten auf (Frontier Economics, 2021, S. 39).

trag, der Ende 2021 von allen beteiligten ÜNB unterzeichnet und Anfang 2023 um ein Jahr verlängert wurde (Zumwald, 2023). Ob es 2024 nochmals dazu kommt, ist unklar: Der Vertrag muss jedes Jahr von den EU-Regulatoren erneut genehmigt werden (Uvek, 2023). Mit den Beteiligten des Core-CCR konnte bisher kein vergleichbares Abkommen erzielt werden (Swissgrid, 2022c).⁵⁴

Privatrechtliche Lösungen sind kein langfristiger Ersatz für ein Stromabkommen, da sich die CCR jederzeit weiterentwickeln können. Zudem ist die Schweiz auf den Goodwill der ÜNB angewiesen, da diese keine rechtlichen Verpflichtungen haben, Vereinbarungen mit Swissgrid zu treffen.

Ohne Kapazität kein Strom

Die Einführung der 70-Prozent-Regel durch die EU ist eine weitere Herausforderung für die Netzstabilität und Versorgungssicherheit der Schweiz.⁵⁵ Gemäss dem vierten Energiepaket der EU, das grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten als Hindernis für den Strombinnenmarkt identifizierte (EU-Verordnung 2019/943, 2019)⁵⁶, müssen alle EU-ÜNB seit 2020 mindestens 70 % ihrer Übertragungskapazität für den grenzüberschreitenden Handel zwischen EU-Mitgliedstaaten reservieren (Swissgrid, 2022b). Einige Mitgliedstaaten – darunter Deutschland und Österreich – haben Ausnahmen beantragt, um die Kapazitätszuweisung bis Ende 2025 schrittweise zu erhöhen. Die Folgen der EU-Regelung für die Schweiz sind somit erst ansatzweise spürbar.

Die Verordnung klärt nicht, wie die 70-Prozent-Regel gegenüber Drittstaaten wie der Schweiz angewendet werden soll. Nach heutigem Stand ist davon auszugehen, dass die Handelsflüsse mit dem Drittstaat Schweiz nicht zu den 70 % zählen (Zumwald, 2023). Das bedeutet, dass rechnerisch maximal 30 % der Grenzkapazitäten für den Export in die Schweiz verbleiben. Tatsächlich könnten es sogar weniger sein, denn die 70-Prozent-Regel berücksichtigt nicht alle Stromflüsse (Bos, 2022). Konkret werden sogenannte Ringflüsse nicht mitgezählt, da diese nicht in den Handelstransaktionen auftauchen.⁵⁷

Swissgrid geht davon aus, dass mit der Umsetzung der Verordnung der Stromhandel innerhalb der EU zunehmen wird. Ohne Teilnahme an den Kapazitätsberechnungsgebieten (vgl. oben) stellt dies ein erhebliches Risiko für die Netzstabilität in der Schweiz dar, da Swissgrid keine Infor-

Die Einführung der 70-Prozent-Regel durch die EU ist eine Herausforderung für Schweiz.

⁵⁴ Hier wird die Lösungsfindung vor allem durch das flussbasierte Marktkopplungsverfahren (FBCM) erschwert (ECom, 2020).

⁵⁵ Bundesrat Albert Rösti sieht die Einführung der 70-Prozent-Regel durch die EU nicht als ein relevantes Problem für die Schweiz an (Schäfer & Biner, 2023). Dies steht konträr zu den Aussagen des CEO von Swissgrid Yves Zumwald (Eisenring & Vonplon, 2023).

⁵⁶ Artikel 16, Absatz 8.

⁵⁷ Bei Ringflüssen handelt es sich um Strom, der im selben Land produziert und verbraucht wird, der jedoch zwischenzeitlich über ausländische Leitungen fliesst. Dies geschieht, weil der Strom immer den Weg des geringsten physikalischen Widerstands nimmt. Mit dem Netzausbau kann das Vorkommen solcher Flüsse reduziert, aber nicht vollständig verhindert werden.

mationen über den Verlauf der Stromflüsse erhält und diese vermehrt ungeplant durch das Schweizer Netz fließen. Weiter könnten sich die Nachbarländer vermehrt mit internen Netzengpässen konfrontiert sehen. Vorreservierte Exportkapazitäten gegenüber Drittstaaten wie der Schweiz könnten zur Erfüllung der 70-Prozent-Regel zeitweise auf null reduziert werden (Bos, 2022). Das Risiko erhöht sich, dass die Schweiz in einem kalten Winter in eine Strommangellage gerät.

Die ÜNB des CCR Italien Nord haben die 70-Prozent-Regel bereits Ende Oktober 2021 eingeführt. Die im Dezember desselben Jahres abgeschlossene Vereinbarung zielt darauf ab, die Situation der Schweiz im Kontext der neuen Regel zu verbessern. So wendet Swissgrid als sogenannte Technical Counterparty die Regel ebenfalls an und wird somit in die 70 % der italienischen Grenzkapazitäten eingerechnet.

Im Gleichgewicht dank Regelernergieplattformen

Wenn Netzbetreiber aufgrund ungeplanter Stromflüsse in den Netzbetrieb eingreifen müssen, benötigen sie dazu sogenannte Regelernergie. Es gibt dabei – eskalierend und abgestuft nach der maximalen Reaktionszeit – drei Arten, die zur Verfügung stehen: die Primär- (30 Sekunden), Sekundär- (5 Minuten) und Tertiärregelenergie (15 Minuten). Regelleistung wird von Unternehmen angeboten, die über flexible Produktionsanlagen verfügen. ÜNB wie Swissgrid entschädigen die Unternehmen für die Bereitschaft der Anlagen und – sofern sie gebraucht wird – für ihre Produktion. Aufgrund des fehlenden Stromabkommens ist nun aber der Zugang zu wichtigen ausländischen Anbietern von Regelleistung gefährdet.

Aufgrund des fehlenden Stromabkommens ist der Zugang zu wichtigen ausländischen Anbietern von Regelleistungen gefährdet.

Zurzeit kann sich die Schweiz an der internationalen Kooperation für Primärregelreserven (FCR-Kooperation) sowie am Netzregelverbund (International Grid Control Cooperation; IGCC) beteiligen (Swissgrid, 2023c). Die FCR-Kooperation entstand 2017 durch die Zusammenarbeit der ÜNB der Schweiz, Österreichs, Belgiens, Deutschlands und der Niederlande (ENTSO-E, 2023). Mittlerweile nehmen elf ÜNB aus acht Ländern teil. Eine Teilnahme verringert nicht nur das Risiko von Netzininstabilitäten, sondern senkt auch die Beschaffungskosten.

Swissgrid ist zudem bereits seit 2012 an der IGCC beteiligt. Die Zusammenarbeit bei der IGCC dient dazu, die gegenläufige Aktivierung von Sekundärregelenergie zu vermeiden (Swissgrid, 2021a). Durch die Saldierung («Imbalance Netting») des entgegengesetzten Bedarfs an positiver und negativer Regelleistung⁵⁸ kann die Summe der aktivierten Regelernergie reduziert werden. Im Jahr 2021 wurden dadurch in der Schweiz 473,1 GWh eingespart, was einem monetären Wert von 9,23 Mio. Euro entspricht (ECom, 2021a, S. 20).

58 Positive Regelernergie bezeichnet die Energiezufuhr, die nötig ist, um eine zu niedrige Netzfrequenz zu korrigieren. Negative Regelernergie ist der Strom, der bei zu hoher Leistung entnommen werden muss.

Im Gegensatz zu diesen beiden Kooperationen ist die Teilnahme an Plattformen wie «Mari» oder «Picasso», jeweils für die Sekundärregelung, oder «Terre» für die Tertiärregelung, akut gefährdet. Auf diesen digitalen Plattformen sollen in Zukunft Regelernergie und Systemdienstleistungen⁵⁹ innerhalb des EU-Energiebinnenmarktes auktioniert, verrechnet und überwacht werden. Zudem soll der «Netting»-Prozess, der zurzeit über IGCC läuft, in Picasso integriert werden. Terre ist seit Oktober 2020 in Betrieb, Picasso und Mari folgten im Jahr 2022.

Gemäss Electricity Balancing Guideline der EU (EBL-Verordnung) ist die Teilnahme der Schweiz nur mit einem Stromabkommen möglich – oder wenn die Kommission aus Gründen der Systemsicherheit zustimmt (Swissgrid, 2022a). Die europäische Regulierungsbehörde Acer sowie mehrere ÜNB in der EU haben sich im für eine fortdauernde Teilnahme der Schweiz ausgesprochen. Die EU-Kommission argumentiert hingegen, dass die ÜNB über genügend Notmassnahmen verfügten, um auf allfällige ungeplante Stromflüsse, die aufgrund des Ausschlusses der Schweiz aufträten, reagieren zu können (Swissgrid, 2021c). Die meisten der geschilderten Probleme zwischen der Schweiz und der EU im Strombereich sind nicht technischer, sondern politischer Natur. Einem Befreiungsschlag im Weg steht die Lösung der übergeordneten institutionellen Fragen.

Das Phantom «Stromabkommen»

Die Schweiz und die EU nahmen die Verhandlungen über ein Stromabkommen bereits im Jahr 2007 auf und führten diese bis 2018. Zu diesem Zeitpunkt musste zuerst der Ausgang der Verhandlungen über das InstA abgewartet werden. Denn die EU hatte bereits 2012 kommuniziert, dass neue Marktzugangsabkommen (wie das Stromabkommen) nur abgeschlossen werden können, wenn vorgängig die institutionellen Fragen geklärt sind. Der Versuch, diese mit dem InstA zu lösen, scheiterte mit der Rückweisung des fertig verhandelten InstA durch den Bundesrat im Mai 2021. Damit rückte auch das Stromabkommen in weite Ferne.

Mit der Rückweisung des fertig verhandelten InstA durch den Bundesrat rückte das Stromabkommen in weite Ferne.

Ein Entwurf des Stromabkommens wurde nie publiziert. Es ist aber davon auszugehen, dass der Vertrag den Zugang zu den Kapazitätsberechnungsregionen, den Marktkopplungsverfahren und den Regelernergieplattformen gewährleistet hätte. Vorgesehen war auch die Anpassung des Schweizer Rechts an das dritte Energiepaket, das in der EU damals (2009) frisch verabschiedet wurde. Vor dem Hintergrund der seit 2018 weiter fortgeschrittenen Rechtsentwicklung in der EU müssten bei einer allfälligen Wiederaufnahme der Verhandlungen über ein Stromabkommen (vorausgesetzt die institutionellen Fragestellungen sind beantwortet) weitere Punkte geklärt werden. Trotz dieser notwendigen Aktualisierung

⁵⁹ Als Systemdienstleistungen gelten alle Hilfsdienste, die Netzbetreiber neben der Stromübertragung und -verteilung zusätzlich erbringen. Dazu gehören neben der Netzregelung mit Regelernergie z. B. auch die betriebliche Messung und die Systemkoordination.

dürfte der «eingefrorene» Verhandlungsstand eine brauchbare Arbeitsgrundlage darstellen.

Mit einem Stromabkommen könnte ein grosser Stolperstein für die Versorgungssicherheit der Schweiz aus dem Weg geräumt werden.⁶⁰ Das Abkommen würde es der Schweiz auch ermöglichen, sich an der Ausarbeitung neuer Regeln zu beteiligen, weil damit die Mitgliedschaft bei Acer und ENTSO-E voraussichtlich sichergestellt würde.⁶¹ Diese Gremien wurden mit dem dritten Energiepaket geschaffen und erhielten im Rahmen des vierten Energiepakets erweiterte Kompetenzen, um den Energiebinnenmarkt mitzugestalten. Insbesondere Acer entwickelte sich zu einer wichtigen Akteurin, die unter Umständen sogar verbindliche Entscheidungen zu den Bestimmungen für den Zugang zu grenzübergreifenden Infrastrukturen und deren Betriebssicherheit treffen kann (Bundesnetzagentur, 2023).

Die Schweiz müsste den Strommarkt im Inland vollständig öffnen.

Der Weg der Schweiz zu einem Stromabkommen mit der EU ist lang und hürdenreich. Erstens müsste die Schweiz ihre Hausaufgabe erledigen und den Strommarkt im Inland vollständig öffnen (vgl. Kapitel 3.2.3). Die Liberalisierung des Strommarktes wird von der EU als zentrale Voraussetzung für die Teilnahme am europäischen Binnenmarkt betrachtet, denn Schweizer- und EU-Stromanbieter sollen über gleich lange Spiesse verfügen. Zweitens müssten sich die Schweiz und die EU – wie erwähnt – in den institutionellen Fragen einigen. Eine Lösung dafür scheint heute nicht greifbar. Jahrelange Sondierungen führten bisher (noch) nicht zu einem Verhandlungsmandat, geschweige denn zu einem innenpolitisch akzeptablen Verhandlungsergebnis. Drittens müssten sich die beiden Partner auch auf einen gemeinsamen Text für das Stromabkommen einigen.

Die Schweiz hat es mehrheitlich selbst in der Hand, die Versorgungssicherheit mit Strom auch langfristig zu gewährleisten – je nach gewählter Lösung wird das Preisschild unterschiedlich sein. Die Autarkie im Sinne einer Strominsel Schweiz, abgeschottet vom Ausland (bzw. der EU) ist dabei die mit Abstand teuerste Lösung (vgl. z. B. Marti et al., 2022; NEA, 2022).

3.2_Smartere Lösungen nutzen

Um künftig auf ein verlässliches und klimaneutrales Energiesystem zählen zu können, muss dieses intelligenter und dynamischer als heute sein. Dazu gehören Preisanreize, angepasste Versorgungsniveaus und eine automatisierte Laststeuerung. Ein vollständig geöffneter Strommarkt in der Schweiz würde dabei die Einführung dieser Massnahmen vereinfachen.

60 Vgl. Fussnote 55; der zuständige Bundesrat und die Übertragungsnetzbetreiberin Swissgrid schätzen die Bedeutung eines Stromabkommens stark unterschiedlich ein.

61 Aus Acer wurde die Schweiz bereits ausgeschlossen, die Teilnahme an ENTSO-E gilt als gefährdet.

3.2.1 Anpassung der Netze

Verlässliche Stromnetze sind ein zentrales Element einer sicheren und sauberen Energieversorgung. Schliesslich transportieren sie den Strom vom Erzeuger zum Verbraucher. Mit dem Umbau des Energiesystems ändern sich aber auch die Anforderungen ans Netz. Die Herausforderung besteht in der Modernisierung und dem Ausbau des Stromnetzes.

Bedeutung der Netze

In der Öffentlichkeit steht der Ausbau von Produktionsanlagen erneuerbarer Energien im Vordergrund, obwohl die Netze eine ebenso wichtige Rolle spielen. Denn mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien (vgl. Kapitel 3.3.1) ändern sich auch die Anforderungen an die Stromnetze. Photovoltaikanlagen oder Windparks befinden sich in der Regel an dezentralen Standorten.⁶² Gleichzeitig schwankt ihre Einspeisung stärker, als dies in der bisherigen Welt der dominierenden Wasser- und Kernkraft der Fall war.⁶³ Das Netz der Zukunft muss daher in der Lage sein, diese Energiequellen effizient zu integrieren. Da der Netzausbau mit erheblichen Kosten verbunden ist, die vom Verbraucher getragen werden müssen, sollte eine intelligentere Nutzung der bestehenden Netze vor dem Zubau Vorrang haben.

In der Schweiz wird gesetzlich zwischen dem Übertragungs- und dem Verteilnetz unterschieden. Das Übertragungsnetz transportiert den Strom über grössere Distanzen im Inland und dient dem Verbund mit dem Ausland (StromVG, 2007). Für das Übertragungsnetz ist die nationale Netzgesellschaft Swissgrid zuständig. Auf Grundlage der Strategie Stromnetze (BFE, 2019) plant Swissgrid jeweils den anstehenden Ausbau, der Bericht «Strategisches Netz 2040» ist derzeit in Bearbeitung und soll 2025 veröffentlicht werden.⁶⁴ Ziel dieser Planung ist es, Engpässe zu vermeiden und die Netzstabilität sowie die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Die Kosten der Übertragungsnetze werden über den Netznutzungstarif gedeckt. Der von Swissgrid erhobene Tarif setzt sich aus mehreren Komponenten zusammen (StromVV, 2008),⁶⁵ die 2023 insgesamt rund 7% des durchschnittlichen Strompreises ausmachen. Da Swissgrid im Bereich des Übertragungsnetzes über ein natürliches Monopol verfügt, werden die Tarife von der ElCom überwacht (Swissgrid, 2023a). Eine Einschätzung, wie sich die Tarife langfristig entwickeln werden, sollte im Bericht «Strategisches Netz 2040» vorgenommen werden.

Das Netz der Zukunft muss in der Lage sein, erneuerbare Energien effizient zu integrieren.

62 Vgl. Kapitel 3.3.1; wie der Strom von den geförderten alpinen Photovoltaikanlagen (gemäss Modellen wird deren Produktion um ein Vielfaches geringer als diejenige urbaner Anlagen auf Dächern ausfallen) in die Zentren gelangen soll, ist noch weitgehend unklar.

63 Nachfrageseitig wird die Volatilität aufgrund der Elektrifizierung von Wärme und Mobilität ebenfalls zunehmen.

64 Zuvor muss die Netzstrategie der ElCom zur Prüfung vorgelegt werden (Swissgrid, 2022a). Ein Drittel des 6700 Kilometer langen Übertragungsnetzes wurde vor 1980 gebaut (Swissgrid, 2022b).

65 Die Netznutzungstarife setzen sich aus drei Tarifen für die Netznutzung zusammen: ein Tarif für allgemeine Systemdienstleistungen, zwei Tarife für individuelle Systemdienstleistungen sowie ab 2024 ein Tarif für die Winterstromreserve.

Hohe Kosten für den Ausbau der Verteilnetze

Anders stellt sich die Situation bei den Verteilnetzen dar, die den Strom an die Endverbraucher liefern. Dafür sind die rund 630 EVU zuständig. Bereits heute machen die Netznutzungsentgelte für die Verteilnetze rund 30 % des Strompreises aus (ebd.),⁶⁶ und in Zukunft ist mit einem deutlichen Anstieg zu rechnen. Basierend auf den «Energieperspektiven 2050+» (BFE, 2020) zeigt ein aktuellerer Bericht des BFE (2022a, S. 15), dass auch ohne die energiepolitischen Ziele für den Erhalt und Ausbau der Stromnetze Kosten in der Höhe von 45 Mrd. Fr. bis 2050⁶⁷ anfallen würden. Beim Basisszenario⁶⁸ liegen die Kosten bei 75 Mrd. Fr. und betragen somit zusätzliche 30 Mrd. Franken. Entsprechend ist damit zu rechnen, dass sich die Netznutzungsentgelte künftig erhöhen.

Einerseits hängt dieser Kostenanstieg damit zusammen, dass die Verteilnetze in Zukunft nicht mehr nur «verteilen», sondern aufgrund der dezentralen Produktion auch Strom einsammeln müssen. Lokale Photovoltaikanlagen werden häufig auf Gebäuden bzw. nahe am Verbrauch installiert. Die Produktionsspitzen stellen für den lokalen Ausgleich der Verteilnetzstabilität eine zunehmende Schwierigkeit dar. Innovative Geschäftsmodelle könnten hier ein Teil der Lösung sein (vgl. Kapitel 3.2.1).

Auch die alpinen Photovoltaikanlagen, die einen wesentlichen Beitrag zur Schliessung der Winterstromlücke leisten sollen (vgl. Kapitel 2.1), dürften die Netze vor grosse Herausforderungen stellen. Erstens speisen alpine Photovoltaikanlagen nicht auf der höchsten Netzebene⁶⁹ ein, was den Bau zusätzlicher Transformatoren erforderlich macht. Zweitens zeigt sich, dass die Planung der Übertragungs- und Verteilnetze nicht unabhängig voneinander gedacht werden können. Gerade in den Bergregionen sind die Übertragungsnetze bereits durch die Wasserkraftwerke stark ausgelastet (Speicher, 2023).

Verteilnetze werden in Zukunft nicht mehr nur «verteilen», sondern auch Strom einsammeln.

Schaffung von Kostenwahrheit

Andererseits setzt die rechtlich abgesicherte, vollständige Überwälzung der Netzkosten der EVU an die Verbraucher in Kombination mit dem fehlenden Wettbewerb falsche Anreize. So spielt es für einen Energieerzeuger kaum eine Rolle, ob eine neue Produktionsanlage an einem Standort errichtet wird, der netztechnisch bereits gut erschlossen ist, oder ob umfangreiche, zusätzliche Investition in den Leitungsbau getätigt

66 In der Vergangenheit haben sich viele Verteilnetzbetreiber ihre Netze «vergoldet» lassen. Aufgrund einer rechtlichen Änderung Ende der Nullerjahre konnten EVU den Wert ihrer Netze synthetisch berechnen und ggf. somit nochmals abschreiben (vgl. Valda, 2018). In der Folge bezahlten Stromabnehmer in einzelnen Fällen das Verteilnetz doppelt, das Geld wanderte in die Kassen der meist im staatlichen Besitz befindlichen EVU.

67 Reale Kosten auf Grundlage von Preisen aus dem Jahr 2020.

68 Szenario Zero Basis; in den Szenarien mit mehr Biogas bzw. mehr Biogas und Wärmenetzen fallen die Kosten etwas niedriger aus.

69 Das StromVG bezeichnet das Übertragungsnetz als «Netzebene 1», welche mit 220/380 kV betrieben wird. Die Verteilnetze sind die Netzebenen 3,5 und 7. Die Netzebenen 2,4 und 6 sind die sogenannten Transformationsebenen, auf welchen die Spannungsumwandlung mittels Transformatoren erfolgt.

werden müssen. Die Konsequenz ist, dass tendenziell zu viel am falschen Ort gebaut wird (Keberle, 2023).

Langfristig sollte deshalb die Abrechnung des Netzentgeltes für alle Verbraucher neugestaltet werden. Ein in der Diskussion stehendes Modell (vgl. Winzer et al., 2023) sieht vor, dass ein Drittel der Netzkosten,⁷⁰ die von der Höchstlast abhängen, über einen dynamischen (für Kunden und EVU, die ihre Lasten selber steuern) oder über einen konstanten Arbeitspreis⁷¹ (bei Steuerung durch das EVU) umgelegt werden. Weiter besteht die Möglichkeit, dass für grössere flexible Lasten (z. B. Wärmepumpen) gerätespezifische Verträge abgeschlossen werden könnten. So könnten auch spezialisierte EVU oder sogar die Gerätehersteller selbst eine effiziente Lastensteuerung anbieten (vgl. Kapitel 3.2.2).

Bei der Kostenumlage über variable Preise wählt der Verbraucher eine bestimmte Versorgungsqualität. Bei hoher Netzlast steigt der Preis proportional zu dieser und schafft so einen Anreiz zur Lastverschiebung.⁷² Das Entgelt für die Ausspeisung und die Vergütung für die Einspeisung steigen also. Wenn dies nicht ausreicht, um die Netzlast auszugleichen, sollte der Kunde seine Versorgungsqualität über den maximalen Preis bestimmen können, zu dem er noch beliefert werden will. Konkret bedeutet dies, dass ab einem bestimmten Preisniveau Lasten mit niedriger Versorgungsqualität zuerst vom Netz getrennt werden. Dasselbe Prinzip gilt in umgekehrter Richtung bei Netzengpässen durch zu hohe Einspeisung (symmetrische Ausgestaltung): Das Entgelt für die Entnahme und die Vergütung für die Einspeisung sinken, bis der Engpass beseitigt ist. Darüber hinaus sollen die Netzentgelte regional angepasst werden, wenn dies durch die lokale Netzinfrastruktur und unterschiedliche Ausbaukosten gerechtfertigt ist (ebd., S. 55–57).

Die Kunden eines EVU, dessen Lasten dynamisch gesteuert werden, könnten im Gegenzug wieder einen konstanten Arbeitspreis erhalten, der dem durchschnittlichen dynamischen Arbeitspreis entspricht, den das EVU für die Netznutzung der entsprechenden Kundengruppe bezahlt. Dies hat den Vorteil, dass die Akzeptanz bei den Kunden steigt und die EVU einen Anreiz erhalten, ihre Gesamtkosten weiter zu optimieren. Die konstanten Preise wären nach Versorgungsqualität abgestuft (ebd., S. 57–58). Die Folge solcher Modelle wäre, dass aufgrund der Neugestaltung der Anreizstrukturen der Netzausbau insgesamt geringer ausfallen würde als im heutigen, relativen starren Modell der Kostenüberwälzung (für eine weitere Ausdifferenzierung der Ansätze vgl. nachfolgendes Kapitel).

Langfristig sollte die Abrechnung des Netzentgeltes neugestaltet werden.

70 Die anderen zwei Drittel hängen von der Netzstruktur ab und würden über eine regional unterschiedliche Grundkomponente verteilt werden.

71 Kosten für den Verbrauch einer kWh.

72 Um Anreize der Netzdienlichkeit zu setzen, könnte auch pro Trafokreis ein dynamischer Preis festgelegt werden.

Dynamisch und digital

Um der Dynamik in den Netzen gerecht zu werden, die durch die Einspeisung der zugebauten erneuerbaren Energien entsteht – und auch um das oben beschriebene intelligente Lastmanagement zu betreiben, müssen die Netzbetreiber in jeder Sekunde genau wissen, was im Netz geschieht. Dafür wäre in der Schweiz ein Digitalisierungsschub vonnöten. Bis 2027 sollen – basierend auf der rechtlichen Anforderung – 80 % aller Haushalte mit einem «Smart Meter» ausgestattet sein. Damit wird es möglich, den Stromverbrauch zeitnah zu beobachten, z. B. über eine App. Ende 2022 waren die einzelnen EVU sehr unterschiedlich weit mit der Umsetzung (Gfrörer, 2023).⁷³ Die Wirkung der Installation intelligenter Zähler alleine dürfte jedoch begrenzt sein, wenn nicht zusätzlich preisliche Anreize zur Änderung des Stromverbrauchs bestehen. Das alleinige Betrachten der Verbrauchsdaten wird bei den meisten Kunden kaum zu einer spürbaren Verhaltensänderung führen.

Abhilfe könnte hier die überfällige, vollständige Öffnung des Strommarktes schaffen (vgl. Kapitel 3.2.3). Der dadurch entstehende Wettbewerb unter den EVU würde Anreize schaffen, flexible Modelle anzubieten und die dafür notwendige Infrastruktur beim Kunden möglichst schnell zu installieren (ggf. auch durch Drittanbieter). Da eine Marktöffnung kurz- bis mittelfristig nicht in Sicht ist, müsste über den Mantelerlass (vgl. Kapitel 3.2.3) zumindest der barrierefreie Zugang zu den Daten sichergestellt werden.⁷⁴ Dies würde sowohl Erzeugern als auch Speicherbetreibern die freie Wahl des Messstellenbetreibers und -dienstleisters ermöglichen. Dieses Wahlrecht müsste selbstverständlich auch Endverbrauchern eingeräumt werden, die entsprechende Flexibilitätsdienstleistungen in Anspruch nehmen wollen (Flatt, 2023). Damit würde die Modernisierung der Netze zumindest einen Schritt in Richtung einer intelligenteren Nutzung machen.

Beschleunigte Bewilligungsverfahren notwendig

Auch wenn die Strommarktöffnung erfolgt und dynamische Netzentgelte zum Standard würden, wird es in der Schweiz zusätzlichen Bedarf für den Leitungsbau geben. Wie beim Ausbau der Produktion sind auch bei den Netzen die Bewilligungsverfahren ein Hürdenlauf. Der Bau der Leitung Chamoson–Chippis dauerte von der Vorbereitung bis zur Inbetriebnahme 36 Jahre, bei der Leitung Pradella–La-Punt waren es 30 Jahre. Für alpine Photovoltaikanlagen ist daher an gut geeigneten Standorten ohne ausreichende Netzanbindung mit einer langen Wartezeit bis zur Inbetriebnahme zu rechnen.

Eine Vereinfachung der Genehmigungsverfahren nach weiter unten beschriebenen Grundsätzen (vgl. Kapitel 3.3.1) ist daher auch in Bezug auf den

Um intelligentes Lastmanagement zu betreiben, müssen die Netzbetreiber genau wissen, was im Netz geschieht.

⁷³ Zwischen 0 und 70 %; Stand Ende 2022.

⁷⁴ Vgl. Initiative Swiss Energy Data Hub.

Netzausbau angezeigt. Beim Ausbau der Verteilnetze, für den Kantone, Gemeinden und EVU zuständig sind, mangelt es zudem oft an der Koordination der Arbeiten an den verschiedenen Infrastrukturen (z. B. Strassensanierung, Wasserversorgung, Kabelnetze) (Keberle, 2023).

3.2.2 Hedging durch Profilverträge

Das heutige Marktdesign bietet zu wenig Anreize, sich netzdienlich zu verhalten und Energie einzusparen. Eine Kombination aus Preisanreizen, individuellen Versorgungsniveaus und automatisierter Laststeuerung könnten Abhilfe schaffen. Die drei Massnahmen werden hier detaillierter vorgestellt (vgl. Winzer & Dümmler, 2023).

Im vergangenen Jahr war Strom knapp – und die Preise am Strommarkt schnellten in die Höhe. Steigende Preise signalisieren Knappheit – zum Beispiel in Stunden mit hoher Nachfrage und geringer Produktion aus erneuerbaren Energien oder in Krisen wie der Gasverknappung nach Beginn des Ukrainekriegs. Die meisten Verbraucher in der Schweiz haben jedoch kaum einen Anreiz, auf diese Preissignale zu reagieren, da sie von ihrem Energieversorger zu einem im Vorjahr festgelegten Preis beliefert werden. Reichen freiwillige Einsparungen nicht aus, um Engpässe zu überbrücken, bleibt im Notfall nur die Abschaltung durch das EVU.

Das heutige Marktdesign unterdrückt damit sowohl den Anreiz zur Lastverschiebung (von teuren zu günstigeren Stunden) als auch den Anreiz zur freiwilligen Lastreduktion (bei konstant hohen Preisen in Krisenzeiten). Es ist daher wenig geeignet, den Übergang zu einer nachhaltigen Energieversorgung mit erneuerbaren Energien zu unterstützen.

Die meisten Verbraucher haben kaum einen Anreiz, auf Preissignale zu reagieren.

Verbesserung der Preisanreize durch Profilverträge

Im Folgenden werden drei Überlegungen skizziert, wie das Marktdesign verbessert werden könnte. Erstens sollten die Preisanreize verstärkt werden. Anstelle des bestehenden Fixpreissystems könnten EVU ihren Kunden den Stromverbrauch zum Grosshandelspreis (zuzüglich eines geringen Aufschlags für Verwaltungskosten) für die jeweilige Abrechnungsperiode in Rechnung stellen. Als Referenzpreis für die Energielieferung wird dabei in der Regel der Preis am Day-ahead-Markt gewählt. Wie in

Tabelle 2

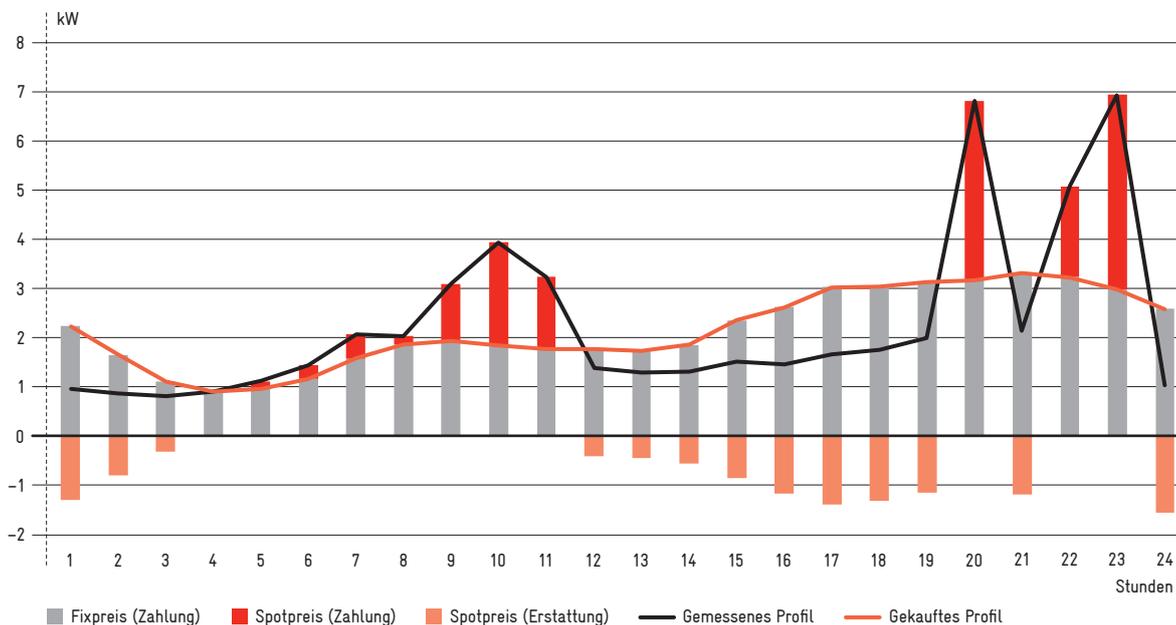
Preisrisiken und Anreizwirkung verschiedener Verträge für Verbraucher

Vertrag	Schutz vor plötzlich stark steigenden Preisen	Anreiz für Lastverschiebung (von teuren in weniger teure Stunden)	Anreiz für Lastsenkung (im Krisenfall)
Fixpreise	Ja	Nein	Nein
Grosshandelspreise	Nein	Ja	Ja
Variable Durchschnittspreise	Ja	Ja	Nein
Profilvertrag (Empfehlung)	Ja	Ja	Ja

Abbildung 9

Wirkungsweise des Profilvertrages

Für den Mehrverbrauch (im Vergleich zum gekauften Profil) bezahlt ein Kunde, für den Minderverbrauch erhält er eine Rückerstattung in Höhe des Spotpreises.



Quelle: Winzer & Dümmler, 2023

Tabella 2 dargestellt, bieten die Grosshandelspreise den Verbrauchern sowohl einen Anreiz zur Lastverschiebung als auch zur Lastsenkung. Sie schützen die Kunden jedoch nicht vor hohen Preisen.

Das Preisrisiko kann reduziert werden, indem den Verbrauchern anstelle des Grosshandelspreises ein variabler Durchschnittspreis berechnet wird. Beispielsweise, indem der Preis für jede Stunde proportional zum Grosshandelspreis variiert, die Preise aber so kalibriert werden, dass der Durchschnittswert der Stundenpreise für jeden Tag gleich ist und den langfristigen Strombeschaffungskosten des EVU entspricht (z. B. Forward-Preis). Variable Durchschnittspreise schützen die Verbraucher vor Preisschwankungen bei konstant hohen Preisen in Krisenzeiten, verringern aber den Anreiz zur Verbrauchsreduktion. Der Anreiz zur Lastverschiebung von teuren in günstigere Stunden bleibt jedoch erhalten.

Um den Fehlanreiz zu beseitigen, zu wenig für die Lastsenkung zu tun, könnte den Kunden ein Profilvertrag angeboten werden. Wie in Abbildung 9 dargestellt, kauft der Kunde in diesem Modell ein definiertes Lastprofil (= rote Linie; illustratives Beispiel), das seinem Verbrauchsprofil entspricht, zu einem Fixpreis (z. B. dem langfristigen Durchschnittspreis). Für seinen Mehrverbrauch (im Vergleich zum gekauften Profil) bezahlt er, für seinen Minderverbrauch erhält er eine Rückerstattung in Höhe des Spotpreises. Der bezahlte Durchschnittspreis liegt sehr nahe am Fixpreis, sofern das Lastprofil des Verbrauchers dem gekauften Profil ent-

spricht und dieses nicht systematisch während der Hochpreisstunden überschreitet. Profilverträge schützen die Verbraucher somit – ähnlich wie Fixpreise – vor plötzlichen Preisanstiegen.⁷⁵

Gleichzeitig haben Verbraucher mit einem Profilvertrag aber den gleichen Anreiz zur kurzfristigen Lastverschiebung und mittelfristigen Lastsenkung wie bei einer Belieferung zu Grosshandelspreisen (vgl. Tabelle 2). Im Vergleich zu den heutigen Festpreisverträgen können Verbraucher, die ihre Last reduzieren oder von teuren in günstigere Stunden verschieben, gerade in Knappheitssituationen erhebliche Einsparungen erzielen. Sie müssen dafür kein deutlich höheres Preisrisiko in Kauf nehmen. Auch die EVU profitieren: Das von ihnen abzusichernde Lastprofil ist bereits im Voraus bekannt und lässt sich daher deutlich einfacher auf den Forward-Märkten absichern («hedgen»). Profilverträge sind einer Belieferung zu Fixpreisen bzw. Grosshandelspreisen hinsichtlich der daraus resultierenden Anreize überlegen.

Eine massgeschneiderte, individuelle Versorgungssicherheit

Die zweite Überlegung beruht auf folgender Tatsache: Der subjektive Wert einer unterbrechungsfreien Stromversorgung aus dem Netz variiert stark – sowohl zwischen Kundengruppen (z. B. Haushalte versus Spitäler) als auch zwischen Lasttypen (z. B. Computer versus Wärmepumpe). Dies sollte berücksichtigt werden. Im Falle einer Mangellage erlaubt heute die Bewirtschaftungsverordnung des Bundes pauschale Verbote bestimmter Endgeräte, einheitliche Kontingentierungssätze für Grossverbraucher und – als Ultima Ratio – die rollierende Abschaltung verschiedener Teilnetzgebiete.

Durch die Installation von intelligenten Stromzählern und die Anbindung von Ladestationen und anderen Endgeräten an das Internet der Dinge lassen sich Abschaltungen jedoch sehr viel individueller steuern. Im Knappheitsfall ist es effizient, wenn der Kunde selbst entscheiden kann, welches Mass an Versorgungssicherheit er für seinen Verbrauch insgesamt oder für bestimmte Endgeräte benötigt. Ähnlich wie beim Abschluss einer Versicherung eine maximale Deckungssumme für den Schadensfall gewählt wird, könnte der Kunde bei Vertragsabschluss festlegen, bis zu welchem maximalen Preisniveau er seinen Gesamtverbrauch oder Teile seines Verbrauchs – z. B. für bestimmte Endgeräte – aufrechterhalten möchte und dafür einen entsprechend niedrigeren Preis im Vergleich zu einer (nahezu) hundertprozentigen Versorgung bezahlen will. Geräte wie Waschmaschinen, Wäschetrockner, Boiler, Wärmepumpen und Ladestationen für Elektroautos werden bereits heute auf Basis der vom Endkunden gewählten Parameter – wie gewünschtes Programmende, Zieltemperaturen etc. – automatisch gesteuert. Zusätzlich zu den

75 Ein ähnliches Modell bietet – zurzeit nur für die Kunden im freien Markt – das Basler EVU IWB mit dem Produkt «Strom Flow» an (IWB, 2023).

heutigen Eingaben könnte der Kunde neu auch das gewünschte Qualitätsniveau für den jeweiligen Programmdurchlauf oder Tag vorgeben und für seine Nachfrage einen entsprechend höheren oder tieferen Strompreis bezahlen.

EVU könnten solche Verträge bereits heute anbieten. Sie haben jedoch kaum einen Anreiz dazu, da sie in kritischen Versorgungssituationen den Verbrauch von Lasten auch entschädigungslos einschränken können. Solche Einschränkungen sollten in Zukunft auf Ausnahmesituationen wie höhere Gewalt (z. B. Sabotage) beschränkt werden. In allen anderen Fällen sollten Kunden von ihren EVU entschädigt werden. Dies würde einen Anreiz für die EVU schaffen, die weniger wertvollen Lasten ihrer Kunden frühzeitig zu identifizieren, diese über günstigere Verträge abzusichern und im Bedarfsfall abschalten zu können.

Automatisierte Laststeuerung gemäss Präferenzen

Dritte Überlegung zur Verbesserung des Marktdesigns: Es sollte den Verbrauchern so einfach wie möglich gemacht werden, auf den Strompreis zu reagieren. Am effizientesten wäre es, wenn Lastverschiebungen und -senkungen innerhalb der von den Kunden vorgegebenen Parameter automatisiert würden. So könnte der Verbraucher für einzelne Endgeräte den gewünschten Versorgungsgrad vorgeben. Die Gerätesteuerung errechnet daraus die jeweils tolerierbare Abweichung und steuert das Gerät automatisch: Sie drosselt die Versorgung oder schaltet das Gerät sogar ab, wenn bestimmte Preisschwellen überschritten werden. Für den Verbraucher wäre dies deutlich komfortabler, als ständig die Strompreise zu beobachten und bei steigenden Preisen einzelne Geräte manuell abzuschalten.

Je nach Präferenz des Kunden kann die Laststeuerung auf unterschiedliche Weise erfolgen: durch den Kunden selbst (bzw. sein Home-Automation-System), durch ein mit der Laststeuerung aller Geräte beauftragtes EVU oder durch mehrere mit der Laststeuerung bestimmter Geräte beauftragte Versorger. Letztere könnten die Geräte wesentlich effizienter steuern, da sie über detaillierte Kenntnisse der herstellerspezifischen technischen Parameter verfügen. Dadurch wird auch das Risiko von Schäden an den gesteuerten Geräten minimiert. Denkbar wäre, dass Gerätehersteller in Zukunft auch ein Nutzungsabonnement verkaufen, das die vom Kunden gewählte Versorgungsstufe mit Energie, die optimierte Steuerung und den Service des Gerätes beinhaltet. Voraussetzung für eine individuelle Laststeuerung ist aber nicht nur eine massiv verbesserte Datenlage, sondern auch eine weitergehende Marktöffnung, die es den Endkunden erlaubt, für die wichtigsten flexiblen Lasten einen unabhängigen Stromlieferanten auf dem freien Markt zu wählen.

Der Verbraucher könnte für einzelne Endgeräte den gewünschten Versorgungsgrad vorgeben.

Stromsystem wird resilienter und verlässlicher

Die Kombination von Preisanreizen, individuellen Versorgungsniveaus und automatisierter Laststeuerung in Abhängigkeit von den Strompreisen hat einen gewichtigen Vorteil: Versorgungslücken bei Mangellagen können jederzeit über eine Drosselung der am wenigsten wertvollen Lasten geschlossen werden. Ein administriertes Lastabwurfverfahren, also eine kontrollierte Stromabschaltung als letzte mögliche Massnahme, würde bei angebotsseitigen Mangellagen kaum mehr notwendig sein. Die Kosten im Fall einer Mangellage würden so sinken und das Stromsystem dürfte resilienter und verlässlicher werden.

3.2.3 Liberalisierung und Mantelerlass

Die Einführung innovativer Geschäftsmodelle wie Profilverträge (vgl. Kapitel 3.2.2) könnte durch eine Liberalisierung des Strommarktes deutlich beschleunigt werden. Mit Tarifmodellen, die sich stärker am Marktpreis orientieren, kann der Verbrauch bei Knappheit höher bepreist werden (und umgekehrt). Im heutigen Modell sind die Anreizstrukturen jedoch anders ausgestaltet. Letztlich beziehen die gebundenen Kunden ihren Strom einfach zum Fixpreis, der im Herbst des Vorjahres angekündigt wurde (vgl. Kapitel 2.2).

Mit dem Mantelerlass, bzw. dem «Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien», welches die mittel- und langfristige Ausrichtung der schweizerischen Energiepolitik definiert und die vom Stimmvolk im Jahr 2017 angenommene Energiestrategie weiterführt, hätte die Möglichkeit bestanden, eine vollständige Strommarktöffnung einzuleiten.⁷⁶ In der Botschaft zum Mantelerlass (Bundesrat, 2021) schlug der Bundesrat noch die vollständige Strommarktöffnung vor, gerade um innovative Geschäftsmodelle zu fördern und die erfolgreiche Integration der erneuerbaren Energie zu ermöglichen. Leider wurde die Strommarktöffnung im Laufe der parlamentarischen Beratung wieder gestrichen. Ebenfalls gestrichen wurde die Verschärfung des «Unbundling», d. h. die institutionelle, rechtliche und administrative Trennung des Netzbetriebs der EVU vom übrigen Geschäft. Sowohl die Marktöffnung als auch die Entbündelungsfrage werden das Parlament wohl dereinst wieder beschäftigen, falls die Schweiz und die EU ein Stromabkommen abschliessen (vgl. Kapitel 3.1.2). Um die notwendige Effizienz und die Voraussetzungen für die Integration erneuerbarer Energien zu schaffen, wurden anderweitige Massnahmen in Betracht gezogen, die im Folgenden kurz ausgeführt werden.

Die Marktöffnung sowie die Entbündelungsfrage werden das Parlament dereinst wieder beschäftigen.

⁷⁶ Da sich der Mantelerlass bei Redaktionsschluss noch in der parlamentarischen Beratung befand, wird dieser hier nur am Rande behandelt.

Von EVG zu ZEV und LEG

Eine Eigenverbrauchsgemeinschaft (EVG) ist ein vertraglicher Zusammenschluss mehrerer Parteien einer Liegenschaft, die ihren selbst erzeugten Solarstrom gemeinsam verbrauchen. Mit dem Energiegesetz 2018 wurden EVG als Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch (ZEV) definiert. Neu können sich nicht nur Wohnungen im gleichen Haus, sondern auch benachbarte Grundstücke zusammenschliessen, um den produzierten Solarstrom gemeinsam zu nutzen.

Der Mantelerlass sieht neu zudem vor, dass sich Endverbraucher, Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien und Speicherbetreiber zu einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft (LEG) zusammenschliessen können, um den selbst erzeugten Strom innerhalb dieser Gemeinschaft zu vermarkten (Flatt, 2023). Voraussetzungen sind insbesondere das gleiche Netzgebiet, die gleiche Netzebene sowie die räumliche Nähe. Damit wird der geografische Perimeter erweitert. Dies schafft Anreize, die Stromproduktion – insbesondere durch Photovoltaikanlagen – auf geeigneten Grundstücken auszubauen, selbst zu verbrauchen und an die direkten und indirekten Nachbarn zu verkaufen. Aber auch die Einspeisung ins Netz soll sich stärker lohnen. Denn die Netzbetreiber sind nach wie vor verpflichtet, den in ihr Netz eingespeisten Strom abzunehmen und zu vergüten, nun aber nach schweizweit einheitlich geregelten Preisen. Basis dafür sind die vierjährlich gemittelten Marktpreise.

Die Einspeisung ins Netz soll sich stärker lohnen.

Befreiung der Speicher von Netznutzungsentgelten

Mit der Befreiung der Speicher von den Netznutzungsentgelten im Mantelerlass wurde eine alte Forderung aufgegriffen. Bisher mussten die Netzentgelte zweimal bezahlt werden, nämlich sowohl bei der Ein- als auch bei der Ausspeicherung (bzw. dem Letztverbrauch). Dies verringerte die Rentabilität und damit den Anreiz, in Speicherlösungen zu investieren.

Während der Tag-Nacht-Ausgleich bereits heute mit bestehenden Technologien und Anlagen gut bewältigt werden kann, sind saisonale Lösungen – die Übertragung von Stromüberschüssen im Sommer in den Winter – technologisch noch anspruchsvoll (vgl. Box 4). Mit der Befreiung von den Netznutzungsentgelten wird den möglichen Lösungen zumindest keine zusätzliche wirtschaftliche Hürde mehr in den Weg gestellt. Für den zurückgespeisten Strom wird das Netzentgelt erstattet. Dies begünstigt effiziente Energiespeicherlösungen mit möglichst geringen Umwandlungs- und Speicherverlusten.

Saisonale Speicher

Die langfristige Speicherung von Strom aus erneuerbaren Quellen ist eine der grössten Herausforderungen der zukünftigen Energieversorgung. Solche saisonalen Speicher sind ein Schlüsselement für eine widerstandsfähige und wirtschaftliche Energieversorgung der Schweiz, insbesondere im Winter. Ein saisonaler Speicher nimmt die im Sommer überschüssige Energie (z.B. aus Photovoltaikanlagen) auf und gibt sie im Winter, wenn der Strom knapp ist, wieder ab. Der Effekt ist doppelter: Einerseits wird damit der Strom im Sommer nicht verschwendet, andererseits wird der Bedarf im Winter reduziert.

Die direkte Speicherung von Strom über einen Zeitraum von mehreren Monaten – z.B. in einer Batterie – ist derzeit aufgrund der verfügbaren technischen Lösungen nicht wirtschaftlich. Eine saisonale Speichertechnologie sind Wärmespeicher, die mit Hilfe von Wärmepumpen und Elektrokesseln in Monaten mit hohem Anteil an erneuerbarem Strom Wärme aufnehmen und in Monaten mit geringem Anteil wieder abgeben. Die Wärme kann direkt genutzt werden, insbesondere für die Warmwasserbereitung und die Beheizung von Gebäuden. Der Wärmebedarf im Winter kann so mit der Energie des Sommers gedeckt werden.

Im Fokus stehen dabei nicht nur dezentrale Wärmespeicher für einzelne Gebäude, sondern vor allem grössere und kostengünstigere Infrastrukturen zur Versorgung ganzer Gebiete und Areale, z.B. über Wärmenetze (Guidati et al., 2022). So bietet ein Schweizer Unternehmen bereits heute einen oberirdischen Nutzwärmespeicher an. Der Tank ist bis zu einer Grösse von 280 000 Liter erhältlich. Noch viel grösser lassen sich künstlich angelegte Erdbecken dimensionieren. Sie werden gegen das Erdreich abgedichtet, gegen alle Seiten gedämmt (gegen oben oft mit einer schwimmenden Abdeckung) und mit Wasser gefüllt. Die Kosten sind – trotz der Dämmung, die eine beschränkte Lebensdauer hat – tiefer als bei den meisten anderen Nutzwärmespeichern. Die Wärmeverluste grösserer Anlagen betragen über ein ganzes Jahr gerechnet nur rund zehn Prozent. Erdbeckenspeicher sind insbesondere in Dänemark verbreitet, das bisher grösste realisierte Projekt umfasst rund 200 000 Kubikmeter Wasser (Bürgi, 2020).

Die technologische Weiterentwicklung saisonaler Speicher wird einen Beitrag zur Energiewende leisten, ist aber nicht die alleinige Lösung. Die Speicherung von elektrischer Energie in andere Formen⁷⁷ und die allfällige Rückumwandlung in Strom führt zu grösseren Umwandlungsverlusten, die selbst bei einer optimierten Technologie aufgrund physikalischer Gegebenheiten nicht vermieden werden können.

3.3_Infrastruktur ausbauen

Will die Schweiz langfristig von einer sicheren Energieversorgung profitieren, kommt sie um den Bau neuer Infrastrukturen nicht herum. Doch insbesondere beim Ausbau der erneuerbaren Energien gibt es zahlreiche Hindernisse. Ebenso gilt es, den absehbaren Ausstieg aus der Kernenergie zu kompensieren, die gerade im Jahr 2022 einen wichtigen Beitrag zur Versorgung geleistet hat. Der Fokus darf aber nicht nur auf Strom liegen, auch beim Aufbau einer Infrastruktur für den Wasserstoff droht die Schweiz den Anschluss zu verpassen.

3.3.1_Erneuerbare ausbauen

In den kommenden Jahren sollte der Ausbau der erneuerbaren Energien im Mittelpunkt stehen. Die Hürden für zusätzliche Photovoltaik- und Windkraftanlagen sind jedoch zahlreich, und bei der Wasserkraft ist das vorhandene Ausbaupotenzial gering.

⁷⁷ Man unterscheidet in Regel zwischen elektrischer (z.B. Kondensator), chemischer (z.B. Batterie, Wasserstoff), thermischer (z.B. Wärmespeicher) und mechanischer (z.B. Pumpspeicherkraftwerk) Energie.

Here comes the Sun?

Weitgehend unbestritten ist, dass ein starker Ausbau der erneuerbaren Energien langfristig einen wesentlichen Beitrag zur Energieversorgung leisten soll. Zurzeit trägt die Photovoltaik knapp 3,5 TWh zur inländischen Stromerzeugung (6 % 2022) bei, bis 2050 soll die abgegebene jährliche Energiemenge auf ca. 16 bis 28 TWh ansteigen (Marti et al., 2022, S. 43; Panos et al., 2021, S. 59). In anderen Szenarien soll die jährliche Produktion über 52 TWh (bzw. 59 % des Stromverbrauchs) betragen (Axp0, 2023 Szenario Helion).

Um den bisher eher schleppenden Ausbau zu beschleunigen, hat das Parlament im September 2022 mit dem «Solarexpress» (EnG, 2018, Art. 71a) ein dringliches Gesetz als zusätzliche Fördermassnahme beschlossen. Diese sieht eine grosszügige Unterstützung (bis zu 60 % der anrechenbaren Investitionskosten) von grossen Photovoltaikanlagen vor, sofern diese genügend Winterstrom liefern und vor Ende 2025 ans Netz gehen. Zusätzlich müssen die Anlagen mindestens 10 GWh Strom pro Jahr produzieren. Die Massnahme gilt bis zum Erreichen einer Gesamtproduktion von 2 TWh.⁷⁸

Grundsätzlich soll mit dem Gesetz der Bau von grossen Photovoltaikanlagen im Alpenraum ermöglicht werden. Diese haben aufgrund der besseren Anpassung an die Nachfrage, insbesondere im Winter, einen höheren Marktwert als Anlagen in tieferen Lagen (Dujardin et al., 2022). Es stellen sich jedoch einige Fragen in Bezug auf das Vorgehen im Rahmen des Solarexpress.

Leider ist durch das «Windhundverfahren»⁷⁹ nicht gewährleistet, dass die effizientesten Anlagen gefördert werden. Denn die besten Chancen haben wohl Projekte, die in der Schublade liegen, aber bisher aus Rentabilitätsüberlegungen nicht realisiert wurden. Die so geschaffenen Anreize sind aus ökonomischer Sicht kritisch zu beurteilen.

Darüber hinaus sollten Anlagen, die in vorbelasteten – d. h. bereits infrastrukturell gut erschlossenen – Gebieten geplant sind, vorrangig gefördert werden (Kern, 2023). Denn bei mehreren der gegenwärtig diskutierten Projekte ist noch unklar, wie der produzierte Strom aus den eher peripheren Standorten in die Zentren gelangen soll (Rutishauser, 2022). Der Ausbau des Übertragungsnetzes ist deshalb für den Erfolg der alpinen Photovoltaik von entscheidender Bedeutung (vgl. Kapitel. 3.2.1).

Bisher wurden Photovoltaikanlagen nach dem EnG mit einer einmaligen Vergütung von maximal 30 % der Investitionskosten einer Referenzanlage gefördert (EnG, 2018, Art. 25). Zusätzlich profitieren Besitzer von Photovoltaikanlagen von der Rückspeisevergütung (ebd., Art 15) sowie von Kosteneinsparungen durch den Eigenverbrauch (beispielsweise bei den privaten Haushalten). Der Ersatz des Strombezugs aus dem Netz mit

Anlagen die in infrastrukturell vorbelasteten Gebieten geplant sind, sollten vorrangig gefördert werden.

⁷⁸ Mit der Abstimmung vom 10. September im Kanton Wallis hat der «Solarexpress» einen empfindlichen Dämpfer erhalten.

⁷⁹ Prinzip «First come, first served».

selbst produzierter Energie spart die Netzkosten im Umfang des Eigenverbrauchs.⁸⁰

Die Wirksamkeit der Kombination dieser Förderinstrumente ist jedoch begrenzt. Zum einen führt die Kombination dazu, dass auch Anlagen mit relativ hohen Investitionskosten für die Betreiber wirtschaftlich werden. Würde man sich jedoch auf die effizientesten Anlagen konzentrieren, könnten mit der gleichen Fördersumme mehr Anlagen gebaut werden. Auch sollten grossflächigere Projekte in Angriff genommen werden (statt vieler kleiner), oder Hausbesitzer den Anreiz erhalten, ihre gesamte Dachfläche⁸¹ zu nutzen. Der Mitnahmeeffekt der Förderung ist am höchsten für Anlagenbetreiber mit niedrigen Kosten und hohem Eigenverbrauch (Meister & Spät, 2021). Diesen Umstand kritisiert auch ein Bericht der Eidgenössischen Finanzkontrolle (EFK). Die Mitnahmeeffekte⁸² der bisher geförderten Solaranlagen liegen bei 50 % (EFK, 2023).

Der Mitnahmeeffekt ist am höchsten für Anlagenbetreiber mit niedrigen Kosten und hohem Eigenverbrauch.

Die Wirtschaftlichkeit einer Photovoltaikanlage hängt wesentlich vom Standort ab. So verfolgen Kantone und Gemeinden zum Teil sehr unterschiedliche Förderstrategien. Zudem variiert der Rückspeisetarif der EVU je nach Region stark (5 bis 22 Rp./kWh). In Kombination mit den grossen regionalen Unterschieden bei den Strompreisen für gebundene Kunden hat dies zur Folge, dass sich die Anreize für die Installation einer Photovoltaikanlage von Ort zu Ort verschieden stark unterscheiden (Schmidt et al., 2023). Mit dem Mantelerlass sind die Netzbetreiber nicht nur wie bis anhin verpflichtet, den in ihrem Netzgebiet angebotenen Strom abzunehmen, sondern die Rückspeisevergütung soll sich ab einer Leistung der Anlage von 150 kW schweizweit einheitlich am viertelstündlich gemittelten Marktpreis zum Zeitpunkt der Einspeisung orientieren (Flatt, 2023). Mit dem Inkrafttreten des Mantelerlasses wird auch eine Solarpflicht für neue Gebäude ab einer anrechenbaren Fläche von mehr als 300 m² eingeführt.⁸³ Doch die meisten Kantone kennen bereits heute eine Variante der nun bundesweiten Solarpflicht.

Für den Ausbau der Photovoltaik in der Schweiz kommt erschwerend hinzu, dass die Installation einer Anlage mit einem erheblichen administrativen Aufwand verbunden sein kann. Neben der Gemeinde und dem Kanton müssen auch die Gebäudeversicherung, die Denkmalpflege, die Verteilnetzbetreiber sowie die nationale Vollzugsstelle für Fördergesuche einbezogen werden. Zudem ist der Einsatz von digitalen Plattformen wiederum sehr schwierig, da sich die Regelungen im Detail von Kanton zu Kanton unterscheiden (Stählin, 2023). Folglich ist hier eine formelle Harmonisierung angezeigt.

80 Durchschnittlich machen die Kosten für die Netznutzung 50% des Strompreises aus. Je nach Topografie des Versorgungsgebietes sowie Bau- und Umweltauflagen kann dieser Anteil aber stark variieren (Maag, 2021).

81 Häufig wird nur ein Teil des Daches zugebaut, da die Anlage auf Eigenverbrauch optimiert ist. Die Rückspeisung ist heute im Vergleich dazu wirtschaftlich weniger attraktiv.

82 Mitnahmeeffekte treten auf, wenn Photovoltaikanlagen auch ohne Förderung gebaut worden wären.

83 Zum Zeitpunkt der Schlussredaktion der vorliegenden Publikation befand sich der Mantelerlass noch in der parlamentarischen Beratung.

Wind of Change?

Auch wenn die Schweiz gemeinhin nicht als Windland bekannt ist, soll die Windenergie einen Beitrag zur Energiewende leisten. Die 2022 in der Schweiz produzierte Windenergie kann mit 150 GWh bisher nur einen kleinen Beitrag zur gesamten Stromversorgung leisten (Suisseéole, 2022c). Eine neue Studie kommt zum Schluss, dass das Potenzial aufgrund technologischer Fortschritte und verbesserter Rahmenbedingungen mit 29,5 TWh pro Jahr deutlich höher liegt als bisher angenommen (BFE, 2022b). Dies scheint jedoch ein absoluter Maximalwert zu sein, der u. a. aufgrund der Widerstände in der Bevölkerung kaum erreicht werden dürfte. Die Energieperspektiven rechnen 2050 mit etwas mehr als 4 TWh pro Jahr (BFE, 2020a), die VSE-Studie geht selbst in ihren offensiven Szenarien nur von einer Jahresproduktion von 3 TWh aus (Marti et al., 2022). Grundsätzlich wäre mehr Wind im Stromsystem wünschenswert, da er sich über die Jahreszeiten weitgehend komplementär zur Solarenergie verhält.

Für die Durchdringung der Schweiz mit Windkraft dürfte es eine entscheidende Rolle spielen, wo gut sichtbare Windenergieanlagen letztlich errichtet werden. Hier ist häufig das sogenannte «Nimby»-Phänomen («Not In My Backyard») zu beobachten, bei dem ein Grossteil der Bevölkerung Windkraft grundsätzlich befürwortet – aber nicht in seiner Nähe. Zudem scheinen die Bewilligungsverfahren in der Schweiz ewig zu dauern. So verstrichen beispielsweise 19 Jahre, bis der Windpark auf dem Gotthardpass⁸⁴ errichtet werden konnte (AET, o. J.). Im Jahr 2022 befanden sich 53 Windenergieprojekte im Genehmigungs- bzw. Planungsverfahren und nur eines im Bau (Suisseéole, 2022a). Im schlimmsten Fall ist nach der langen Planungsphase der genehmigte Anlagentyp nicht mehr erhältlich und das Verfahren muss nochmals durchlaufen werden. Falls der Anlagentyp weiterhin verfügbar ist, ist die Chance gross, dass eine effizientere Nachfolgeneration zur Verfügung steht, die aber aufgrund der typenspezifischen Bewilligung nicht verbaut werden darf.

Wie Photovoltaikanlagen sollen auch Windräder an dem Standort errichtet werden, wo sie am effizientesten betrieben werden können. Gemäss dem aktuellen Konzept Windenergie Schweiz wären 760 Windturbinen nötig, um jährlich 4,3 TWh Strom zu produzieren. Davon stehen 300 Anlagen in den Bündner oder Walliser Alpen, die aber höhere Bau- und Betriebskosten aufweisen. Zudem können in den Bergen nur kleinere Anlagen gebaut werden, was den Ertrag schmälert. Durch die Nutzung landwirtschaftlicher Fruchtfolgefleichen könnte die gleiche Strommenge mit 300 Windturbinen weniger erzeugt werden, dafür wäre aber eine Lockerung der raumplanerischen Vorgaben notwendig (Spielhofer et al., 2023).

Um diese Stolpersteine zu überwinden, hat das Parlament nach dem «Solarexpress» auch einen «Windexpress» aufgegleist. Im Vordergrund

Windräder sollen an dem Standort errichtet werden, wo sie am effizientesten betrieben werden können.

⁸⁴ Jahresproduktion von 16 GWh.

steht die Beschleunigung der Bewilligungsverfahren bis zu einem Zubau einer zusätzlichen Jahresproduktion von 1 TWh oder einer Leistung von 600 MW. Dazu soll neu bei weit fortgeschrittenen Windenergieprojekten eine einzige kantonale Instanz und nicht mehr die Standortgemeinde die Baubewilligung erteilen. Ein Weiterzug ans Bundesgericht wäre nur möglich, wenn sich Rechtsfragen von grundsätzlicher Bedeutung⁸⁵ stellen. Die Anlagen müssen weiter von nationalem Interesse sein und eine Jahresproduktion von mindestens 20 GWh aufweisen (Bundesrat, 2023a).

Auch hier stellt sich die Frage, ob die Deckelung auf 1 TWh nicht bewirkt, dass vor allem die am schnellsten realisierbaren – aber nicht zwingend effizientesten – Anlagen vom Windexpress profitieren. Da faktisch vor allem Projekte gefördert werden, die im Plan- und Genehmigungsverfahren schon relativ weit fortgeschritten sind, dürfte der Express nicht unbedingt zu einer starken Verkürzung der Genehmigungsdauer beitragen.

Unter Wasser

Trotz des geplanten Ausbaus der Photovoltaik und Windenergie soll die Wasserkraft auch in Zukunft die tragende Säule der Schweizer Stromproduktion bleiben. Gemäss den Zielen des Mantelerlasses soll sie im Jahr 2050 einen Beitrag von rund 39,2 TWh leisten. Für die Realisierung von 15 Wasserkraftprojekten, die bereits an einem runden Tisch definiert wurden, soll das nationale Interesse an der Realisierung dieser Anlagen grundsätzlich vor anderen Interessen Vorrang haben. Das Parlament hat die Liste im Laufe der Beratungen um ein weiteres Projekt ergänzt (Schweizer Parlament, 2022).

Die Wasserkraft soll auch in Zukunft die tragende Säule der Schweizer Stromproduktion bleiben.

Gemäss der Strategie des Bundes soll bis 2040 die Speicherwasserkraft um rund 2 TWh Winterstrom ausgebaut werden. Die heutige Selbstversorgungsfähigkeit von rund 22 Tagen soll auch nach dem Ausstieg aus der Kernenergie sichergestellt sein, dazu sollen geeignete Projekte spezifische Investitionsbeiträge erhalten. Vorgesehen ist, die Finanzierung über einen zusätzlichen Netzzuschlag von 0,2 Rp./kWh sicherzustellen. Wird das Ausbauziel der Grosswasserkraft von 2 TWh bis 2040 nicht erreicht, sollen die Kapazitäten ausgeschrieben werden. Damit könnte neben der Wasserkraft auch anderen Produktionstechnologien und Projekten – die in kürzerer Zeit realisierbar, sicher abrufbar und CO₂-neutral sind – die Möglichkeit geboten werden, einen Beitrag zu leisten (Bundesrat, 2020). Ausserdem sollen die Anforderungen an die Restwassermengen von Wasserkraftwerken reduziert werden, wenn dies zur Vermeidung einer Stromknappheit erforderlich ist.

Die Wasserkraft leistet zweifellos einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit der Schweiz, auch wenn es staatsrechtlich unüblich ist,

85 Eine solche liegt vor, wenn ein allgemeines Interesse an der höchstrichterlichen Klärung einer umstrittenen Frage besteht, z. B. bei einer neuen Rechtsfrage mit einer gewissen Praxisrelevanz. Jeder Fall muss aber einzeln beurteilt werden (Zumsteg, 2020).

die 15 plus 1 Projekte namentlich im Gesetz zu verankern. Der Vorteil ist, dass damit das Ergreifen von Rechtsmitteln gegen den Bau bzw. Ausbau erschwert wird, was den Ausbau der Wasserkraft beschleunigen dürfte. Dennoch ist zu bemängeln, dass mit den 16 Projekten nur die Wasserkraft von einer solchen Vorzugsbehandlung profitiert. Die Regulierung ist somit nicht technologie-neutral.

Unsicherheit des Heimfalls

Grundlage für den Bau und Betrieb eines Wasserkraftwerks ist in der Regel eine Wassernutzungskonzession der Standortkantone oder -gemeinden (vgl. Box 5). Die Laufzeit beträgt in der Regel 40 bis 80 Jahre, was angesichts der hohen Investitionskosten der Kraftwerksbetreiber sinnvoll ist. In den nächsten 20 Jahren laufen die Konzessionen für rund 30 TWh Jahresproduktion aus (VSE, 2022). Ohne eine Erneuerung gehen die Wasserkraftwerke in den Besitz der Standortkantone oder -gemeinden über (sog. Heimfall) und riskieren, zum Spielball der Lokalpolitik zu werden.

Die Bedingungen einer Neukonzessionierung hängen in der Regel – trotz der langen Laufzeit – auch von der aktuellen Marktsituation ab. Noch vor wenigen Jahren, als die Strompreise in Europa auf Rekordtiefständen lagen (vgl. Kapitel 2.2), dürfte das Interesse der Gemeinwesen am Heimfall gering gewesen sein. Inzwischen hat sich das Blatt gewendet, und mehrere Kantone, darunter das Wallis, das Tessin und Graubünden, haben bereits angekündigt, ihre Kraftwerke übernehmen zu wollen. Waren es bisher vor allem die Mittellandkantone, die über ihre Beteiligungen an den Elektrizitätsunternehmen den Schweizer Strommarkt bestimmten (vgl. ebd.), so dürften künftig bei Ausübung des Heimfalls die Gebirgskantone an Einfluss gewinnen.

Obschon die Praxis in den letzten zehn Jahren abgenommen hat, sitzen auch heute noch unzählige lokale, aktive wie auch ehemalige politi-

In den nächsten 20 Jahren laufen die Konzessionen für rund 30 TWh Jahresproduktion aus.

Box 5

Wettbewerbsverzerrende Wasserzinsen

Die Standortkantone oder -gemeinden gehen auch während der Konzessionsdauer nicht leer aus: Sie erhalten für die Nutzung des Wassers während Jahrzehnten fixe Wasserzinsen, die unabhängig von der effektiven Stromproduktion und den Marktpreisen zu entrichten sind. In den letzten Jahrzehnten wurde der maximal zu verrechnende Satz schrittweise erhöht,⁸⁶ heute dürften jährlich über 550 Mio. Fr. in die Kassen der Standortgemeinden fliessen. Viele profitieren zudem von weiteren Leistungen wie der Abgabe von Strom zu Vorzugstarifen.

Insgesamt dürften die Wasserzinsen mit rund 35% zu den Gesteungskosten der Wasserkraft in der Schweiz beitragen (Walther, 2021). Dies schwächt nicht nur die Wettbewerbsfähigkeit dieser erneuerbaren Energiequelle im internationalen Stromhandel, sondern auch gegenüber anderen Stromerzeugungsarten. Ein Systemwechsel – verschiedene Modelle sind in der öffentlichen Diskussion (vgl. Dümmler & Rühli, 2018) – lehnte das Parlament bisher ab.

86 Seit Inkrafttreten des Wasserrechtsgesetzes vom 22. Dezember 1916 (WRG) hat das Parlament den bundesrechtlichen Wasserzins mehrmals erhöht. Seit 2015 beträgt er 110 Fr./KW Bruttoleistung (kWbr) und gilt bis Ende 2030 (BFE, 2023).

sche Mandatsträger in den Aufsichtsgremien der staatlichen Energieversorger.⁸⁷ Oft zählt dabei das richtige Parteibuch mehr als die Branchenkompetenz. Mit der Ausübung des Heimfalls ist zu befürchten, dass die politische Komponente wieder mehr Gewicht erhält; dies in einem Umfeld, das sich aufgrund der schweizerischen und EU-Gesetzgebung sowie des technologischen Fortschritts in einer Phase der starken Veränderung befindet. Statt einer Politisierung wäre eine stärkere Professionalisierung der Verwaltungsräte von EVU angezeigt. Aufgrund der komplexen Zusammenhänge in der Strombranche setzen strategische Entscheide grosse Expertise voraus. Fehlt diese, steigt das Risiko für die Eigentümer – zu grossen Teilen die Steuerzahlenden –, für Fehlentscheide finanziell gerade stehen zu müssen.

Der drohende Heimfall hat auch Auswirkungen auf die Energiewende: Er ist ein Unsicherheitsfaktor für Kraftwerksbetreiber. Allfällige Ersatz- und Neuinvestitionen können in der verbleibenden Zeit möglicherweise nicht mehr amortisiert werden. Dies hemmt z. B. viele der vom Runden Tisch priorisierten Ausbaupläne. Die Frage der Heimfallentschädigung ist deshalb so zu lösen, dass die Energiewende nicht unnötig behindert wird.⁸⁸ Dies bedeutet, dass die Anlagen grundsätzlich zum Buchwert übernommen werden sollten – unter der Voraussetzung, dass die Kraftwerksbetreiber die branchenüblichen Abschreibungsregeln eingehalten haben.

What's the difference?

Das Beispiel der Photovoltaikanlagen (vgl. oben) zeigt, dass die Förderung der Erneuerbaren derzeit nicht auf die effizienteste Weise erfolgt. Optimal wäre, wenn der Ausbau der erneuerbaren Energien aufgrund der Kostenwahrheit durch eine konsequente CO₂-Bepreisung ganz ohne Förderung auskommen könnte. Strompreise unterliegen jedoch einer grossen Unsicherheit, da sie u. a. stark von politischen Entscheiden (auch der EU, vgl. Kapitel 3.1.2) und den Preisen fossiler Brennstoffe geprägt sind. Für erneuerbare Technologien, die häufig hohe Investitionskosten und niedrige variable Kosten aufweisen, birgt das ein hohes Risiko. Kapitalgeber gehen das Risiko solcher Erlösschwankungen nur gegen hohe Sicherheitsmargen ein. Zur Stabilisierung der Erlösströme kann daher eine Förderung als zweitbeste Lösung sinnvoll sein, sofern sie effizient und wenig marktverzerrend ist.

Die Förderung der Erneuerbaren erfolgt derzeit nicht auf die effizienteste Weise.

87 Kürzlich wurde im Zusammenhang mit dem Bundesgesetz über subsidiäre Finanzhilfen zur Rettung systemkritischer Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft (FiREG) der Einsatz politischer Entscheidungsträger in den entsprechenden Gremien wieder vermehrt gefordert.

88 Heute gelten folgende Konzessionsregeln: Die hydraulischen oder «nassen» Teile einer Anlage wie Staumauer, Turbinen oder Druckrohrleitungen werden dem Standortkanton, bzw. der Standortgemeinde unentgeltlich überlassen. Für die elektromechanischen oder «trockenen» Teile, zum Beispiel Generatoren, Transformatoren oder Leitsysteme, wird eine Entschädigung fällig. Der Wert der trockenen Teile wird nicht nach einem festen Satz berechnet, sondern in der jeweiligen Konzession festgelegt (VSE, 2022).

Vor dem Hintergrund des notwendigen Kapazitätsausbaus wird immer wieder von «Contracts for Differences» (CfD) als einem marktnahen Förderungsinstrument gesprochen, so beispielsweise bei der Reform des EU-Strommarktdesigns (Europäisches Parlament, 2023). Grundsätzlich handelt es sich dabei um einen Vertrag zwischen einer öffentlichen Stelle und einem Stromerzeuger. In der Regel wird im Rahmen einer Ausschreibung ein Vergütungssatz vereinbart.⁸⁹ Liegt der Referenz-Marktpreis, zu dem der Strom verkauft wird, unter dem vereinbarten Vergütungssatz, wird dem Stromerzeuger die Differenz erstattet. Liegt er darüber, fließt Geld an die öffentliche Hand zurück. Der Stromproduzent erhält also eine stabile Vergütung, seine möglichen Verluste und Gewinne sind gedeckelt.

Auch der Schweizer Mantelerlass sieht CfD bzw. eine gleitende Marktprämie als Fördermassnahme gewisser Anlagen⁹⁰ für erneuerbare Energien vor. Anlagenbetreiber können zwischen der gleitenden Marktprämie und einem Investitionsbeitrag⁹¹ wählen (Flatt, 2023). Liegt der Referenz-Marktpreis⁹² über dem vereinbarten Vergütungssatz, fließt die Differenz in den Netzzuschlagsfonds. Liegt hingegen der Referenz-Marktpreis unter dem Vergütungssatz, wird der Zuschlag ausbezahlt. Die Höhe des Beitrags ist dann die Differenz zwischen Referenz-Marktpreis und Vergütungssatz. CfD sind für Investoren in eine erneuerbare Anlage interessant, da sie das Risiko bezüglich der Entwicklung der zukünftigen Strompreise vermindern.

Bei genauerem Hinsehen zeigen CfD jedoch mehrere Schwachstellen (Schlecht et al., 2023, S. 6–7): Die grösste ist, dass die Stromerzeuger – unabhängig von der Marktsituation – einen Anreiz haben, ohne Rücksicht auf den Wert des Stroms zum jeweiligen Zeitpunkt immer möglichst viel zu produzieren, um den Deckungsbeitrag zu maximieren. Oder anders formuliert: CfD bieten keine Anreize, die Produktion bei Knappheit bzw. hohen Preisen zu erhöhen oder bei Überfluss bzw. niedrigen Preisen zu drosseln. Folglich besteht auch kein Anreiz, diese Anlagen systemdienlich einzusetzen.⁹³ Darüber hinaus führen CfD zu Verzerrungen auf den Intraday- und Ausgleichsmärkten.⁹⁴ Ausserdem sind die Erzeuger Men-

CfD bieten keine Anreize, die Produktion bei Knappheit bzw. hohen Preisen zu erhöhen.

⁸⁹ Gemäss Mantelerlass soll der Referenzpreis auf Grundlage der Gestehungskosten, der Kosten einer Referenzanlage (die effizienteste Technologie) oder durch eine Auktion festgelegt werden.

⁹⁰ Gemäss Beratungen zum Mantelerlass wären das Wasserkraftanlagen ab einer Leistung von 1 MW; erweiterte oder erneuerte Wasserkraftanlagen ab einer Leistung von 300 kW; Photovoltaikanlagen ohne Eigenverbrauch mit einer Leistung ab 150 kW; Windenergieanlagen und Biomasseanlagen.

⁹¹ Im Gegensatz zur gleitenden Marktprämie, bei der die Stromerzeuger bei hohen Marktpreisen die Differenz zum Vergütungssatz zurückzahlen müssen, erhalten auch ertragsstarke Anlagen den Investitionsbeitrag.

⁹² Referenz-Marktpreis nach Art. 23 EnG.

⁹³ Systemdienlich bedeutet, die Anlage nur dann Strom produzieren zu lassen, wenn am Markt Knappheit herrscht. Normalerweise zeigt der Preis an der Strombörse die Knappheit an, bei einem CfD ist der Preis aber fix, folglich hat der Marktpreis keine Signalwirkung für die betreffende Anlage. Um dem zumindest teilweise zu begegnen, wurde in den Beratungen zum Mantelerlass vorgeschlagen, dass der Betreiber in den für die Versorgung kritischen Monaten Dezember bis März 20–40 % der Differenz des den Basispreis übersteigenden Marktpreises einbehalten soll. Dies würde die Winterstromproduktion attraktiver machen.

⁹⁴ Beim gewöhnlichen CfD wird der stündliche Tages-Auktionspreis als Basis genommen. Nach der Auktion kennt der Erzeuger den Preis für die stündliche CfD-Zahlung. Dieser Preis bleibt fest und wird wie andere Kosten behandelt. Das beeinflusst die darauffolgenden Marktphasen.

genrisiken vollständig ausgesetzt.⁹⁵ Vor diesem Hintergrund gilt es, die angedachte gleitende Marktprämie zu überdenken.

Eine Alternative wären sogenannte «financial» CfD oder fCfD (ebd., 2022). Die Grundidee ist die Entkopplung der Vergütung von der physischen Produktion einer Anlage. Grundsätzlich werden stündlich zwei Zahlungen geleistet. Einerseits erhält der Stromerzeuger von der öffentlichen Hand einen fixen Betrag, der vorgängig durch eine Ausschreibung festgelegt wurde und sich während der Laufzeit des fCfD nicht verändert. Andererseits fließen die Spotmarkterlöse zurück an die öffentliche Hand. Dabei handelt es sich jedoch nicht um die tatsächlichen Erlöse der Anlagen, sondern um die Erlöse einer festgelegten Referenzanlage. Diese sind unabhängig von der tatsächlichen Stromeinspeisung. Die Betreiber erhalten so einen Anreiz, die Effizienz ihrer Anlage zu optimieren und sie systemdienlich einzusetzen.

Mit fCfD erhalten Betreiber einen Anreiz, die Effizienz ihrer Anlage zu optimieren und sie systemdienlich einzusetzen.

3.3.2 _Energiewende nur mit Bewilligung

Artikel 14 des Energiegesetzes (EnG, 2018) hält fest: «Die Kantone sehen für den Bau [...] von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien rasche Bewilligungsverfahren vor.» Dieser im Gesetz verankerte Wunsch kollidiert mit der Realität. Von der Planung bis zum Baubeginn eines Windparks dauert es in der Schweiz 20 Jahre oder länger (Suisseéole, 2022a). Die zugehörigen Netzprojekte sind nur unwesentlich schneller, sie benötigen durchschnittlich 15 Jahre Planungs- und Bewilligungszeit (vgl. Kapitel 3.2.1; vgl. Box 6; Swissgrid, 2023b). Dass es auch anders geht, zeigt das sonst auch nicht für effiziente bürokratische Prozesse bekannte Nachbarland Deutschland. Dort werden Windkraftanlagen in durchschnittlich 22 Monaten geplant und gebaut (Deutsche WindGuard, 2022). Doch weshalb dauert es in der Schweiz fast eine Generation, um einen Windpark zu realisieren?

Toxische Trinität der Verzögerung

Ein Problem stellt die Vierteiligkeit des Verfahrensprozesses dar. So kann nicht einfach ein Baugesuch für einen Windpark eingereicht werden. Das Gesuch muss eine Vernehmlassung durchlaufen, danach braucht es – jeweils in einem separaten Verfahren – einen Nutzungsplan, eine Rodungs- oder eine Gewässerschutzbewilligung, deren Anforderungen sich kantonal unterscheiden. Des weiteren dürfen keine militärischen Einrichtungen, Flugsicherungs- und Richtfunkanlagen gestört werden. Jeder einzelne Schritt ist potenziell anfechtbar (Forster, 2022).

Dabei können diese Anfechtungsversuche jeweils auf unterschiedliche Weise das Verfahren verzögern. Erstens kann jede dieser Anfechtungen zeitlich gestaffelt erfolgen. Zweitens können die meisten dieser Beschwerden den Weg durch sämtliche Instanzen beschreiten – bis hin zum Bundesgericht. Drittens können mehrere Gründe für die Anfechtung vorge-

95 Z.B. die Anzahl Sonnentage.

Zwiespältiges Verbandsbeschwerderecht

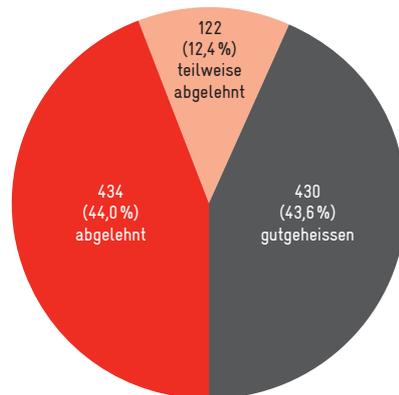
Als weiteres Hindernis für den Ausbau der Erneuerbaren kann das Verbandsbeschwerderecht identifiziert werden. Prinzipiell hat es seine Berechtigung – als eine Art «Anwaltschaft der Umwelt», die selbst nicht anklagen kann. Ebenso besteht durch die konkreten Nutzungsinteressen versus die anfangs häufig diffusen Auswirkungen auf die Umwelt ein eigentliches «Vollzugsdefizit des Umweltrechts». Ferner kann die finanzielle Belastung für Beschwerdeverfahren ausserhalb des Verbandsbeschwerderechts für kleinere Organisationen zu gross werden (Keller, 2005).

Heute wird das Recht aber immer wieder auch überstrapaziert. Insgesamt sind in der Schweiz 29 Verbände beschwerdeberechtigt. Darunter auch weniger klassische «Umweltverbände» wie der Verkehrsclub der Schweiz (VCS), Jagd Schweiz oder Ärztinnen und Ärzte für Umweltschutz (VBO, 2023). Von den fast tausend untersuchten Beschwerden wurde eine Mehrheit ganz oder teilweise abgewiesen (vgl. Abbildung 10). In über 400 Fällen war die Beschwerde gegenstandslos und die Planungs- und Bauzeit der Projekte wurde unnötig verzögert. Das verzögernde Vorgehen gewisser Umweltverbände ist der Energiewende nicht zuträglich.

Abbildung 10

Mehrheitliche Ablehnung der Verbandsbeschwerden

Mehr als die Hälfte der Verbandsbeschwerden wurden ganz oder teilweise abgewiesen. Der Rechtsweg führt häufig zu erheblichen Verzögerungen bei Bauvorhaben, so auch beim Ausbau von Windkraft- und Photovoltaikanlagen.



Quelle: Bafu, 2022; Verbandsbeschwerden, 2008–2021

Eine Einschränkung des Verbandsbeschwerderechts wurde 2008 von Volk und Ständen verworfen (65 % Nein-Anteil der Stimmen, einstimmige Ablehnung der Stände) (BK, 2023b). Mittels parlamentarischer Initiative wurde die Thematik in der jüngsten Sommersession wieder aufgegriffen. Ein Vorstoss aus der Mitte-Fraktion zur Einschränkung des Beschwerderechts der Umweltorganisationen verwarf der Nationalrat wiederum klar (22.414, 2022).

Die Reform des Verbandsbeschwerderechts hat einen schweren Stand. Klar ist jedoch, dass mutwillig verzögernde Beschwerden unterbunden werden sollen. Eine abschreckende Wirkung hätte die teilweise Abwälzung der entstandenen Kosten der Verzögerung auf die Klagepartei. Das Verbandsbeschwerderecht steht exemplarisch für den teilweise bestehenden Zielkonflikt zwischen Natur- und Klimaschutz.

bracht werden, etwa gegen das Verfahren selbst oder gegen den Entscheid. Diese toxische Trinität der Verzögerung führt dazu, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien in der Schweiz – wortwörtlich – zum Generationenprojekt verkommt.

Das «nationale Interesse»

Das «nationale Interesse» am Ausbau und der Nutzung von erneuerbaren Energien ist im Energiegesetz festgehalten. Dadurch sollen die Bedeutung der Energiewende unterstrichen und entsprechende Verfahren beschleunigt behandelt werden. Ein solches «nationales Interesse» besteht jedoch auch im Bereich des Natur- und Heimatschutzes. Das Bundesinventar der Landschaften und Naturdenkmäler von nationaler Bedeutung verdient gemäss Artikel 6 Bundesgesetz über den Natur- und Heimatschutz (NHG) gar «in besonderem Masse die ungeschmälerte Erhaltung» (NHG, 1967). In der parlamentarischen Diskussion zum Mantelerlass kam dem Versuch der Aufwertung des «nationalen Interesses» entsprechend eine hohe Aufmerksamkeit zu.

Bis zu einem gewissen Ausbaugrad der Stromversorgung soll das «nationale Interesse» am Ausbau der treibhausgasfreien Energieproduktion Vorrang haben. Wirtschaftsverbände fordern eine Koppelung des Vorrangs an einen spezifischen Nettoimportwert von Strom (10 TWh), der im Winterhalbjahr nicht überschritten werden soll (Economiesuisse, 2022). Eine Volksinitiative im Sammelstadium von Interessensvertretern der erneuerbaren Energien fordert Ähnliches, wenn auch mit tieferer Limite (5 TWh) (BK, 2023a). Dieser Wert nähert sich dem durchschnittlichen Nettoimport im Winterhalbjahr der letzten Jahre von 4 TWh an (Keberle & Ruff, 2022; vgl. Abbildung 4). Der Vorteil einer Koppelung an einen Schwellenwert zeigt sich in seiner Unabhängigkeit vom künftigen Mehrbedarf an Strom (vgl. Kapitel 2.1).

Ferner darf der dazugehörige Netzausbau nicht vergessen gehen, dessen Bewilligungsverfahren ja nicht wesentlich schneller vonstattengehen. Der Bundesrat behandelt diesen Aspekt nebensächlich und ungenügend (vgl. Bundesrat, 2023b). Der grösste Windpark nützt nichts, wenn die produzierte Energie nicht abgeleitet werden kann. Der Vorrang der Stromproduktion ist im Gleichschritt mit dem Vorrang des Netzausbaus im Sinne des «nationalen Interesses» rechtlich zu verankern (vgl. Kapitel 3.2.1).

Der dazugehörige Netzausbau darf nicht vergessen gehen.

Unbeabsichtigte Konsequenzen

Eine Straffung des Bewilligungsverfahrens kann aber auch unbeabsichtigte Konsequenzen mit sich bringen – so etwa bei einer Fristsetzung für Verwaltungsentscheide. Sowohl der Bundesrat als auch die EU scheinen eine maximale Frist ins Auge zu fassen. So möchte der Bundesrat ein «konzentriertes Verfahren», dass innert 180 Tagen abgeschlossen wird (Bundesrat, 2023b). Gemäss EU-Kommission soll das Verfahren maximal zwei Jahre dauern, dafür das Prinzip der «stillen Zustimmung» gelten: Erhält

der Gesuchsteller nach Ablauf der Frist keinen Bescheid, gilt die Bewilligung als erteilt (Suisseéole, 2022b).

Ob mit den genannten Massnahmen die Position des Investors verbessert werden kann, ist fraglich. Denn verbindlich festgelegte Fristen für Behörden führen oft zu Nachteilen (vgl. Carpenter & Grimmer, 2009): Erstens führt die Fristsetzung zu einer höheren Varianz der Dauer der Bewilligungsentscheide. Während ohne Frist die Entscheide oft länger benötigen, ist deren Dauer in der Regel doch recht gut vorhersehbar. Zweitens führen die Massnahmen zu einer höheren Zahl an «Willkürentscheiden». Da die Behörde kein «stilles Zustimmung» gelten lassen will, kommt es nachweislich zu überhasteten, minderwertigen Entscheiden. Eine Anfechtung wird umso wahrscheinlicher (Carpenter & Grimmer, 2009). Ähnliche Bestrebungen bei der Zulassung von Medikamenten führten in den Vereinigten Staaten zu grobem Missmanagement (Carpenter et al., 2008). Von einer rigiden Fristsetzung ist demnach eher abzuraten.

3.3.3 (K)ein Ausstieg aus der Kernkraft?

Mit Annahme der Energiestrategie 2050 (Volksabstimmung im Jahr 2017) beschloss die Schweiz auch den Ausstieg aus der Kernenergie (BFE, 2020b). Die Erteilung von Bewilligungen für neue Kernkraftwerke (KKW) ist somit verboten. Derzeit sind noch vier Reaktoren an den Standorten Beznau (1 & 2), Gösgen und Leibstadt in Betrieb. Diese leisteten gerade im Jahr 2022 einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit: Sie produzierten rund 23 TWh Strom, was rund 38 % des Landesverbrauchs entspricht.⁹⁶ Der gesetzlich untersagte Ersatz der bestehenden Reaktoren könnte ein Problem für die Lösung des Energietrilemmas sein (vgl. Kapitel 1).

Die KKW leisteten im Jahr 2022 einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit.

Old but Gold?

Die vier Reaktoren werden – trotz umfangreicher Nachrüstungen und Verbesserungen im Laufe der Jahrzehnte – mit grosser Wahrscheinlichkeit in den nächsten 20 Jahren vom Netz gehen (vgl. Tabelle 3). Im Gegensatz zu anderen Staaten, z. B. Deutschland, kennt die Schweiz aber keine gesetzlich festgelegte Laufzeitbeschränkung. Die KKW laufen also weiter, solange sie alle Sicherheitsauflagen erfüllen und die Wirtschaftlichkeit gegeben ist. Für ersteres müssen sie sich alle zehn Jahre einer periodischen Sicherheitsüberprüfung durch das Eidgenössische Nuklearsicherheitsinspektorat (Ensi) unterziehen (Ensi, 2018).

Das 2019 vom Netz gegangene KKW Mühleberg hätte weiterlaufen können. Die Betreiberin BKW entschied sich jedoch aus wirtschaftlichen Gründen⁹⁷ für die Ausserbetriebnahme (Witschi, 2022). Hätte man damals eine Kristallkugel gehabt und antizipieren können, wie sich die Strom-

⁹⁶ Etwa 4.5 TWh mehr als 2021.

⁹⁷ Es gilt zu beachten, dass die Strompreise in der vergangenen Dekade tief waren und der BKW zudem seitens Ensi bedeutende Sicherheitsnachrüstungen auferlegt wurden.

Tabelle 3

Übersicht Kernkraftwerke in der Schweiz

Reaktor	Leistung	Inbetriebnahme	(Voraussichtliche) Abschaltung*	Produktion 2022	Anteil an Schweizer Strom- erzeugung 2022
Mühleberg	390 MW	1972	2019 (erfolgt)	–	–
Beznau 1	380 MW	1969	2029	2,6 TWh	4,0 %
Beznau 2	380 MW	1972	2032	3,0 TWh	4,7 %
Gösgen	1060 MW	1979	2039	7,9 TWh	12,4 %
Leibstadt	1275 MW	1984	2044	9,8 TWh	15,4 %

Quelle: Ensi, 2023; IAEA, 2023

* Bei 60-jähriger Betriebsdauer

preise in den folgenden Jahren entwickeln würden (steil nach oben), hätte man das Abschaltdatum wohl hinausgezögert.

Die Energieperspektiven des Bundes gehen von Laufzeiten der bestehenden KKW von 50 bzw. 60 Jahren aus (BFE, 2020a). Mit Leibstadt würde somit der letzte Reaktor 2034 bzw. 2044 vom Netz gehen. Es ist sicher ein Glücksfall für die Schweiz, dass es sich dabei um den grössten Reaktor handelt. Die Abschaltzeiten sind insofern relevant, als die Schweiz um 2040 übergangsweise auf mehr Importe angewiesen sein wird. Wasserstoffkraftwerke (vgl. Kapitel 3.3.4) dürften erst nach 2040 vermehrt zum Einsatz kommen. Bei einer 50- statt 60-jährigen Betriebsdauer ist zu erwarten, dass die Nettostromimporte nicht nur früher, sondern auch deutlicher ansteigen (Marti et al., 2022, S. 37). Die Versorgungssicherheit der Schweiz würde leiden.

Umgekehrt führt eine Laufzeitverlängerung von 50 auf 60 Jahre zu einer Reduktion der Importe. Konkret könnten die Importe gemäss heutigen Schätzungen im Jahr 2030 von 4 auf 2 TWh und im Jahr 2040 von 9 auf 5 TWh reduziert werden (Hug et al., 2023, S. 23). Zur Erinnerung: Im letzten Jahr importierte die Schweiz rund 3 TWh Strom jährlich (vgl. Kapitel 2.1). Vor diesem Hintergrund ist eine Betriebsdauer von 60 Jahren ernsthaft zu prüfen. In den Medien wurde bereits die Überlegung aufgegriffen, die KKW Gösgen und Leibstadt bis zu 80 Jahre laufen zu lassen. Aus Expertensicht wurde dies als technisch machbar beurteilt (Meier, 2022). Eine Studie der Nuclear Energy Agency (NEA, 2022) befasste sich ebenfalls mit dieser Option und beurteilte sie als kosteneffizientesten Weg zur Erreichung des Netto-null-Zieles für die Schweiz.⁹⁸

Ein längerer Betrieb der KKW ist für die Betreiber mit erheblichen Kosten verbunden, wie das Beispiel Mühleberg zeigt: Verursacht der Weiterbetrieb im Vergleich zu den erwarteten Erträgen zu hohe Kosten, ist es denkbar, dass ein KKW aus wirtschaftlichen Gründen vom Netz genommen wird. Es stellt sich die Frage, ob in diesem Fall – im Sinne der

⁹⁸ Vorausgesetzt, die Netzkapazitäten für den Stromhandel mit den Nachbarländern bleiben auf dem Level von 2022.

Erhöhung der Versorgungssicherheit und der Gleichstellung mit anderen emissionsfreien Produktionstechnologien – Gelder des Netzzuschlages zur Finanzierung der Nachrüstungen verwendet werden sollen.

Dies wäre nur eine Second-best-Lösung. Erstens gilt analog der Beurteilung der Förderung der Erneuerbaren auch hier, dass bei Einführung einer konsequenten CO₂-Bepreisung (um bestmöglich Kostenwahrheit herzustellen) und einer technologieneutralen Regulierung auf jegliche Förderung verzichtet werden könnte (vgl. Kapitel 3.1.1).⁹⁹ Sollten zweitens die Strompreise hoch sein, würden im Falle einer staatlicher Förderung zudem Mitnahmeeffekte produziert.

Frage der Wirtschaftlichkeit

Zwei weitere Optionen in der erwähnten NEA-Studie (2022) gehen vom Neubau eines oder zwei KKW mit einer Leistung von 1,6 GW aus. Nach dem Szenario Weiterbetrieb Leibstadt und Gösgen sind dies die Alternativszenarien mit den geringsten volkswirtschaftlichen Kosten zur Erreichung des Netto-null-Ziels.¹⁰⁰ Für die Einschätzung der Option «Bau neuer KKW» in der Schweiz lohnt sich ein Blick über die Grenzen: Im Frühling 2023 hat Deutschland seine letzten KKW abgeschaltet.¹⁰¹ Doch europaweit scheint der Trend in eine andere Richtung zu gehen. Zwar befinden sich in der EU derzeit nur zwei Reaktoren im Bau,¹⁰² allerdings sind sieben geplant und nicht weniger als 25 vorgeschlagen. Spitzenreiter sind Frankreich und Polen mit je sechs geplanten Reaktoren (World Nuclear Association, 2023).¹⁰³

Die Option, in der Schweiz neue Kernkraftwerke zu bauen, setzt nicht nur voraus, dass das Verbot neuer Bewilligungen aufgehoben würde, sondern auch, dass sich (private) Investoren finden. Denn nebst den politischen und rechtlichen Hürden für den Bau eines KKW gibt es vor dem Hintergrund des staatlich geförderten Ausbaus der erneuerbaren Energien wirtschaftliche Bedenken. Erneuerbare Energien sowie KKW haben gemeinsam, dass sie nicht optimal entlang der Nachfrage produzieren können. Deshalb werden erneuerbare Energien am besten durch Technologien ergänzt, die Mittel- und Spitzenlasten gut abdecken, beispielsweise Biomasse- oder Gaskraftwerke (Hirth et al., 2015; Open Electricity Economics, 2023). Dazu gehören auch flexibel betreibbare Wasserstoffkraftwerke (vgl. Kapitel 3.3.4).

Der flexible Einsatz eines KKW treibt – aufgrund der technologischen Voraussetzungen – die Kosten pro kWh in die Höhe. Auch die Studie des

Erneuerbare Energien sowie KKW haben gemeinsam, dass sie nicht optimal entlang der Nachfrage produzieren.

⁹⁹ Das gilt auch für den Bau neuer KKW.

¹⁰⁰ Die Investitionskosten lägen bei den Szenarien (1) mit neuen KKW sowie (2) einer Produktion ausschliesslich aus Wasserkraft, Photovoltaik und ein wenig Windkraft fast doppelt so hoch wie bei einer Laufzeitverlängerung der KKW Gösgen und Leibstadt. Bei Autarkie steigen die Kosten in allen Szenarien massiv an.

¹⁰¹ Um den Ausfall zu kompensieren, sprangen die neuen erneuerbaren Energien auch in Form von Importen ein, die für Deutschland günstiger waren als die Stromerzeugung aus eigenen fossilen Kraftwerken.

¹⁰² In Frankreich und der Slowakei.

¹⁰³ Angaben auf dem Stand von April 2023.

VSE (Marti et al., 2022) beleuchtete diese Problematik und kam zum Schluss, der Bau neuer KKW (unter der Prämisse, dass die Schweiz an die europäische Wasserstoffinfrastruktur angeschlossen ist) sei nicht wirtschaftlich. Zu ergänzen ist, dass bei Nichterreichung eines hohen Anteils der neuen Erneuerbaren an der gesamten Stromproduktion (z. B. aufgrund langsamer Bewilligungsverfahren, vgl. Kapitel 3.3.2), die durch die Kernkraft bereitgestellte Grundlast weiterhin zum optimalen Strommix gehört.

Lange Bauzeiten

Zu den obigen wirtschaftlichen Überlegungen gehört, dass die langen Bauzeiten und die damit verbundenen Kosten¹⁰⁴ für KKW in Europa auf Investoren abschreckend wirken dürften. So wurde seit 2016 nur ein KKW – Olikuoto in Finnland – nach 17 Jahren Bautätigkeit fertiggestellt (IAEA, 2023). Die lange Bauzeit konfrontiert Investoren mit sich ständig verschärfenden Regulierungsanforderungen und verhindert eine effiziente Planung. Teilweise müssen errichtete Elemente wieder abgerissen werden, weil sich die Vorschriften während des Baus geändert haben (Economist, 2022). So mussten sowohl beim finnischen Reaktor Olkiluoto sowie beim britischen Projekt Hinkley Point bereits erstellte Bauabschnitte mehrfach zurückgebaut und von Grund auf neu erstellt werden (Schlumpf, 2023).

Der Fokus sollte mittelfristig auf dem Weiterbetrieb der KKW Gösgen und Leibstadt liegen.

Für die Schweiz ist es wichtig, die Entwicklungen in der Nukleartechnologie genau zu verfolgen. Der Fokus sollte mittelfristig auf dem Weiterbetrieb der KKW Gösgen und Leibstadt liegen, um diese über 60 Jahre hinaus sicher und wirtschaftlich weiterzubetreiben. Sie können einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele 2050 sowie zur Versorgungssicherheit im Winter leisten, bevor alternative Lösungen – z. B. massiver Ausbau der Erneuerbaren und saisonale Speicher – einsatzbereit sind. Langfristig sollte sich die Schweiz regulatorisch nicht selbst den Weg versperren, um Weiterentwicklungen der Kerntechnologie zur Energieerzeugung anwenden zu können. Dies hiesse, zu gegebener Zeit das Verbot neuer Bewilligungen für KKW aufzuheben.¹⁰⁵

3.3.4 _Anschluss der Schweiz an die europäische Wasserstoffinfrastruktur

In vielen Diskussionen wird Wasserstoff als wichtiger Baustein der Energiewende genannt. Schliesslich gibt es z. B. in der Industrie Hochtemperaturprozesse, für welche die Energiedichte der Erneuerbaren oder der Elektrizität nicht ausreicht. Bei der Verbrennung von Wasserstoff entsteht nur Wasserdampf und keine THG.

¹⁰⁴ Die Kosten für neue KKW fallen in Europa deutlich höher aus als in China oder Südkorea (Rothwell, 2022). Generell gilt jedoch, dass ökonomische Bewertungen so gut wie nie ausschlaggebend für den Bau eines neuen KKW sind (Wealer et al., 2018, S. 7), sondern politische Entscheide.

¹⁰⁵ Wichtig wäre auch ein entsprechendes Signal an die Forschung am Standort Schweiz. Ohne Zukunftsaussichten in dieser Technologie werden sich kaum Studierende dafür interessieren. Das Wissen erodiert ohne Gegenmassnahmen.

Ein bunter Energieträger

Für die Klimabilanz des Wasserstoffs ist entscheidend, wie er hergestellt wird. In diesem Zusammenhang ist oft von der «Farbenlehre» die Rede, die je nach Herstellungsprozess dem Wasserstoff eine Farbe zuweist (BMWi, 2020, S. 29):

- **Grün:** Der Wasserstoff wird durch Elektrolyse hergestellt. Der dafür benötigte Strom muss aus einer erneuerbaren Quelle stammen. Der produzierte Wasserstoff ist somit CO₂-frei. Falls aus diesem «grünen» Wasserstoff Folgeprodukte wie z. B. Ammoniak, Methan oder Methanol hergestellt werden, spricht man von Power-to-X (PtX).¹⁰⁶
- **Grau:** Wasserstoff, der aus fossilen Kohlenwasserstoffen gewonnen wird – hauptsächlich durch Dampfreformierung von Erdgas. Das emittierte CO₂ hängt vom verwendeten Ausgangsstoff ab; der so hergestellte Wasserstoff ist nicht klimaneutral.
- **Blau:** Das bei der Produktion von Wasserstoff anfallende CO₂ wird abgetrennt und gespeichert.¹⁰⁷ Unter dem Strich ist die Produktion somit klimaneutral.
- **Türkis:** Der Wasserstoff wird mittels Methanpyrolyse¹⁰⁸ hergestellt. Dabei entsteht statt CO₂ fester Kohlenstoff. Wird die dafür benötigte Prozesswärme CO₂-frei bereitgestellt, ist die Produktion klimaneutral.

Je nach Herstellungsprozess wird Wasserstoff eine Farbe zugewiesen.

Ebenfalls Platz auf der Farbpalette finden Gelb (für Wasserstoff, der aus dem allgemeinen Strommix hergestellt wird) und Rot (falls die Elektrolyse mit Atomstrom betrieben wird). Oranger Wasserstoff wird aus organischen Stoffen wie Biogas hergestellt, brauner Wasserstoff mittels Vergasung von Kohle gewonnen. Natürlich vorkommendem Wasserstoff ist die Farbe Weiss zugeordnet.

In Deutschland liegt der Fokus auf der Nutzung und Förderung von grünem Wasserstoff. Hingegen verfolgen Japan oder die USA einen technologieneutralen Ansatz, bei dem die Kohlenstoffintensität¹⁰⁹ in den nächsten Jahren massgebend ist (Grinschgl et al., 2021, S. 2). In der EU gilt Wasserstoff als erneuerbar, wenn die Elektrolyse mit erneuerbarem Strom betrieben wird. Dies soll Anreize schaffen, die Menge erneuerbarer Energie zu erhöhen (Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184, 2023).¹¹⁰

MacGyver der Energiewende?

Wasserstoff kennt eine Vielzahl von Anwendungen, jedoch ist teils umstritten, wie sinnvoll der konkrete Einsatz ist. Unbestritten ist eine Anwendung in der Stahl- und Chemieindustrie als Reaktionsmittel oder Rohstoff, sowie bei Hochtemperaturprozessen. Eine Dekarbonisierung

¹⁰⁶ Abhängig vom Aggregatzustand des Folgeproduktes spricht man auch von Power-to-Gas oder Power-to-Liquid.

¹⁰⁷ Beispielsweise mittels Carbon Capture and Storage (CCS).

¹⁰⁸ Thermische Spaltung von Methan.

¹⁰⁹ Menge an Kohlendioxidemissionen, die bei der Herstellung oder Nutzung einer Energiequelle freigesetzt werden.

¹¹⁰ Gemäss delegiertem Rechtsakt sollen alle erneuerbaren Brenn- und Treibstoffe nicht biogenen Ursprungs (Renewable Fuels of Non-Biological Origin, RFNBO) mit Strom aus erneuerbaren Quellen hergestellt werden.

von Niedertemperaturwärmeprozessen durch Wasserstoff wird aufgrund der ungenügenden Effizienz im Vergleich z. B. zur Elektrifizierung als nicht empfehlenswert betrachtet (Deutsch & Flis, 2022, S. 12).

Grüner Wasserstoff kann aber nur mit grossen Mengen von erneuerbarem Strom hergestellt werden, u. a. auch weil aufgrund von Umwandlungsverlusten bei der Herstellung und der Nutzung viel Energie verloren geht. So hat im Gebäudebereich eine Wärmepumpe, die erneuerbaren Strom direkt nutzt, deutliche Vorteile gegenüber Wasserstoff oder anderen «Power-to-Gas»-Lösungen (Gerhardt et al., 2020).¹¹¹

Dieselbe Logik gilt auch für den Verkehrssektor (Helms et al., 2019). Das Potenzial scheint bei längeren Strecken des Luft- und Schiffsverkehrs am grössten, da eine Elektrifizierung in absehbarer Zeit nur schwer vorstellbar ist. Wasserstoff kann dabei für die Produktion klimaneutraler Treibstoffe eingesetzt werden. Ausbaubar ist die direkte Anwendung des Wasserstoffes in Bussen und LKW. In der Schweiz existiert bereits ein Netz entsprechender Tankstellen. Allerdings gilt es zu bedenken, dass die Wirtschaftlichkeit batteriebetriebener Lastwagen aufgrund des technologischen Fortschritts auch auf längeren Strecken zunimmt und somit Wasserstoff als Energieträger immer mehr konkurrenziert (Nykvist & Olsson, 2021).

Wasserstoff kann auch als Speicher dienen. In einem solar- und winddominierten Energiesystem (z. B. Bloomberg NEF, 2021) entstehen an einem ertragsreichen Tag Stromüberschüsse. Statt die Anlagen abzuregeln oder den Strom zu vernichten (z. B. durch das Einschalten der Eisenbahn-Weichenheizungen), kann mittels PtX Wasserstoff hergestellt und gespeichert werden. In umgerüsteten Gaskraftwerken kann er zur Deckung von Spitzenlasten während Dunkelflauten¹¹² anschliessend wieder verstromt werden. Die Umwandlungsverluste sind dabei gross, doch da der Strom ursprünglich überschüssig war, spielt das Effizienzkriterium ohne wirtschaftlichere Speichermöglichkeiten eine untergeordnete Rolle.

Vor allem in Deutschland steht dieser Weg angesichts des bereits heute hohen Anteils der neuen Erneuerbaren im Fokus und dürfte aufgrund des Kernenergieausstiegs auch bald intensiver als bisher verfolgt werden (Deutschlandfunk.de, 2022).¹¹³ Laut einer Studie deutscher Netzbetreiber werden entsprechende Gaskraftwerke kurz- bis mittelfristig hauptsächlich in Süddeutschland benötigt. Aufgrund ihrer Flexibilität würden sie überwiegend für Redispatch-Massnahmen (vgl. Kapitel 3.1.2) eingesetzt. Die Versorgung dieser Kraftwerke setzt eine leistungsfähige Fernleitungsinfrastruktur voraus (TenneT et al., 2023), in die noch investiert werden muss.

Es ist denkbar, dass Wasserstoff eine ähnliche Rolle in der Schweiz übernimmt – mit dem Unterschied, dass hierzulande Wasserstoff wohl

Zur Deckung von Dunkelflauten könnte grüner Wasserstoff verstromt werden.

111 Ob eine direkte Elektrifizierung effizienter ist, hängt stark von der Anwendung ab (Deutsch & Flis, 2022, S. 10).

112 Niedrige Stromerzeugung aus Solar- und Windenergie bei tiefen Temperaturen.

113 Auch Biomethan soll in diesen Kraftwerken zum Einsatz kommen.

nicht überwiegend selbst produziert werden dürfte.¹¹⁴ Vielmehr ist damit zu rechnen, dass dieser aus Deutschland oder via Italien importiert wird. Gerade im Winter könnte die Option flexibel einsetzbarer Wasserstoffkraftwerke (vgl. Kapitel 2.1) die Versorgungssicherheit stärken. Die Studie des VSE geht sogar davon aus, dass importierter grüner Wasserstoff zu einem tragenden Pfeiler der Schweizer Energieversorgung werden könnte. Entsprechende Wasserstoffkraftwerke würden bis zu 13 TWh Strom produzieren, davon 9 TWh im Winter.¹¹⁵

Dies setzt aber voraus, dass die Schweiz in die europäische Wasserstoffinfrastruktur integriert ist. Nur unter diesen Umständen steht genügend preiswerter grüner Wasserstoff zur Verfügung. Ein Zubau von KKW (vgl. Kapitel 3.3.3) der neuesten Generation wäre unter diesen Umständen wohl kaum noch wirtschaftlich (Marti et al., 2022, S. 66). Vor dem Hintergrund der Empfehlung der ElCom (2023), die Reservekapazitäten bis 2030 auszubauen (vgl. Kapitel 3.1.1), könnte Wasserstoff als klimaneutrale Energiequelle eine wichtige Rolle spielen.

Und wieder einmal die EU

Während in der Schweiz die Versorgung mit grünem Wasserstoff noch weitgehend Theorie ist, werden im europäischen Ausland bereits konkrete Schritte unternommen. Vor dem Hintergrund der Dekarbonisierung wird die Nachfrage stark von der Industrie getrieben. Der sogenannte European Hydrogen Backbone (EHB) ist die Initiative einer Vielzahl europäischer Energieinfrastrukturbetreiber mit dem Ziel, die Wasserstoffversorgung insbesondere in den grossen Nachfragezentren sicherzustellen. Konkret soll der Wasserstoff 2030 über fünf Korridore nach Europa gebracht werden. Einer der Korridore führt von Nordafrika aus über Italien und könnte die Schweiz via Österreich umgehen (EHB, 2022).¹¹⁶

Grundsätzlich wäre die Schweiz gut positioniert, um Zugang zur europäischen Wasserstoffinfrastruktur zu erhalten. Doch aufgrund des Drittlandstatus und wohl auch weil eine Einigung mit der EU in institutionellen Fragen nach wie vor ausstehend ist, droht die Schweiz den Anschluss zu verpassen. Mit der Transitgasleitung, welche die Schweiz aktuell mit Erdgas versorgt, besteht bereits eine Verbindung mit Italien, Frankreich und Deutschland (Swissgas, o.J.). Im Jahr 2040 könnte diese Verbindung Teil einer bis dann ausgereiften europäischen Wasserstoffinfrastruktur werden und den Energieträger aus dem Süden in die Schweiz, aber auch weiter nördlich befördern (EHB, 2022, S. 13). Umgerüstete Pipelines stellen nicht nur für den Wasserstoff die günstigste Transportoption dar (Deutsch & Flis, 2022, S. 34). Die Schweiz hat hier einen Trumpf im Ärmel, den es nun geschickt auszuspielen gilt. Eine Umrüstung dieser Pipeline und ihre Inte-

Aufgrund des Drittlandstatus droht die Schweiz den Anschluss an die europäische Wasserstoffinfrastruktur zu verpassen.

¹¹⁴ Mehr dazu auf den folgenden Seiten.

¹¹⁵ Dies entspricht 20% des geschätzten Winterstrombedarfs 2050.

¹¹⁶ Nebst dem Nordafrika–Italien-Korridor sind auch Pipelines durch Westeuropa, die Nordsee, das Baltikum und Südosteuropa vorgesehen.

gration in den EHB würde letztlich eine Stärkung der Schweizer Versorgungssicherheit bedeuten.

Um das Projekt zum Erfolg zu führen, könnten jedoch Vereinbarungen zwischen der Schweiz und ihren Nachbarstaaten sowie mit der EU notwendig werden. Diese sollten sowohl regulatorische und technische Anforderungen als auch einen Tarifrahmen beinhalten (Kowalski & Goetz, 2022). Die Schweiz muss auch eine Vorstellung davon entwickeln, wie viel Wasserstoff sie benötigen wird. Die EU hat bereits 2020 eine Wasserstoffstrategie vorgelegt, die einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele leisten soll (Mitteilung der Kommission 2020/301 final, 2020). Der nächste Schritt wird die Verabschiedung eines Legislativpakets zur Dekarbonisierung der Wasserstoff- und Gasmärkte sein, in dem die entsprechenden Binnenmarktvorschriften festgelegt werden (Rat der EU, 2023).

Wasserstoff ist ein sehr vielseitiger Energieträger, seine Nutzung erfordert jedoch – von der Produktion bis zur Anwendung – auf allen Stufen hohe Investitionen.¹¹⁷ Auch aus diesem Grund ist das Umrüsten bereits bestehender Gasinfrastruktur¹¹⁸ (wie der Transitgasleitung in der Schweiz) in der Regel ökonomisch sinnvoll. Das dafür notwendige Kapital lässt sich von privaten Investoren nur dann mobilisieren, wenn die notwendige Investitionssicherheit gegeben ist. Diesem Ziel dienen die von der EU ausgearbeiteten Rahmenbedingungen.

Auch die Schweiz täte gut daran, rasch eine klare, langfristige und international orientierte Wasserstoffstrategie zu erarbeiten. Dabei muss der Abschluss eines Energieabkommens mit der EU (vgl. Kapitel 3.1.2) ein Ziel sein. Die Zusammenarbeit, wie hier am Beispiel Wasserstoff erläutert, sollte in Zukunft über den Strombereich hinausgehen. Gerade weil die Produktion von Wasserstoff in der Schweiz nicht wirtschaftlich sein dürfte, sollte sich die Schweiz auf die Schaffung guter Rahmenbedingungen für den Import konzentrieren. Dazu gehören auch Abkommen mit Drittstaaten.

Ein Ziel muss der Abschluss eines Energieabkommens mit der EU sein.

Woher kommt der Stoff?

In der Nähe von Laufwasserkraftwerken oder Kehrlichtverbrennungsanlagen (KVA)¹¹⁹ in Kombination mit tiefen Strompreisen könnte eine helvetische Produktion von Wasserstoff Sinn ergeben. Grundsätzlich ist die Herstellung in der Schweiz kaum wirtschaftlich,¹²⁰ da nur während kurzer Zeit im Sommer genügend überschüssiger erneuerbarer Strom zur Verfügung steht (Marti et al., 2022, S. 46), ansonsten wird die Produktion

117 Die Wasserstoffstrategie der EU rechnet mit kumulierten Investitionen in erneuerbaren Wasserstoff von 180–470 Mrd. Euro bis 2050.

118 Sogenanntes Repurposing.

119 Neben Wärme können KVA auch Strom produzieren. Im Rekordjahr 2017 waren es sogar 2338 GWh (opendata.swiss, 2022).

120 Die hohen Produktionskosten ergeben sich aufgrund der niedrigen Anzahl Betriebsstunden bei gleichzeitiger Bereitstellung hoher Produktionskapazitäten. Gemäss einer Studie des VSE würde eine inländische Elektrolyse nur bis zur Integration der Schweiz in den EHB betrieben. In einem Szenario, in dem die Schweiz energiepolitisch schlecht in Europa integriert ist und die Akzeptanz für neue Energieinfrastrukturen gering ist, würde länger inländischer Wasserstoff produziert.

durch die steigende Nachfrage absorbiert (BFE, 2022a, S. 6). Die meiste Zeit würde eine PtX-Anlage voraussichtlich stillstehen.

Die EU verfolgt im Rahmen von REPowerEU das sehr ehrgeizige Ziel, bis 2030 zehn Millionen Tonnen Wasserstoff selbst zu produzieren und die gleiche Menge zusätzlich zu importieren. Um dies zu erreichen, werden nicht nur Rahmenbedingungen für die Entstehung eines Marktes geschaffen, sondern auch Wasserstoffprojekte als wichtige Vorhaben von gemeinsamem europäischem Interesse gefördert (Europäische Kommission, 2023).¹²¹ Grüner Wasserstoff kann überall produziert werden. Von einer gesteigerten Nachfrage dürften aber vor allem Staaten wie Marokko oder Australien profitieren, die neben einer guten Infrastruktur auch über ausreichend erneuerbare Energie und Zugang zu Wasser verfügen. Denn dort kann Wasserstoff kostengünstig produziert werden (Stocker, 2023). Um ihre Importziele zu erreichen, ist die EU auch Partnerschaften mit Ländern wie Ägypten, Kasachstan und Namibia eingegangen (ECFR, 2023).

Angesichts der grossen Abhängigkeit von Russland beim Erdgas vor dem Ukrainekrieg oder der dominierenden Stellung Chinas bei der Produktion von Photovoltaik-Panels sollte man sich beim Wasserstoffimport nicht schon beim Markthochlauf in eine zu einseitige Abhängigkeit begeben. Aufgrund der Replizierbarkeit des Produktionsprozesses ist das Risiko eines Einsatzes von Wasserstoff als politisches Druckmittel aber eher gering.

Beim Wasserstoffimport sollte man sich nicht schon beim Markthochlauf in eine zu einseitige Abhängigkeit begeben.

¹²¹ Sogenannte IPCEI (Important Projects of Common European Interest).

4_ Politische Empfehlungen

Energiepolitik ist komplex. Die Zielkonflikte zwischen der Erhöhung der Versorgungssicherheit, der Nachhaltigkeit und der Wirtschaftlichkeit – dargestellt im Energie-Trilemma (vgl. Kapitel 1) – erfordern einen Interessenausgleich. Energiepolitik ist auch komplex, weil physikalische Gesetze, z. B. bei den Eigenschaften von Strom, als gegeben hingenommen werden müssen. Allzu oft wird dies vernachlässigt, ein politischer Eingriff an einer Stelle des Energiesystems kann zu unbeabsichtigten Folgen andernorts führen.

Die Komplexität wird weiter erhöht, indem alle drei Staatsebenen (Bund, Kantone und Gemeinden) eigene energiepolitische Massnahmen ergreifen. Die Koordination ist rudimentär, die Mitnahmeeffekte sind – wie jüngst ein Bericht der EFK (2023) gezeigt hat – gross und zahlreich. Zur komplexen Gemengelage trägt bei, dass die politischen Vorstellungen zur Lösung des Trilemmas teilweise weit auseinanderliegen. So lässt sich die Position der Schweiz kaum verbessern.

Immerhin: Unser Land scheint es im Vergleich zu anderen Staaten grundsätzlich nicht allzu schlecht zu machen. Doch darf die relative Rangierung an zweiter Stelle (World Energy Council, 2022) nicht darüber hinwegtäuschen, dass es grosses Optimierungspotenzial gibt und die Rangierung nichts über die zukünftige Position aussagt. Das vorliegende Schlusskapitel fasst die Empfehlungen zur Weiterentwicklung der Schweizer Energiepolitik zusammen.

1_ Sicherstellung der Versorgungssicherheit

Vorrangiges Ziel sollte die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und letztlich die Erhöhung der Resilienz der Energieversorgung sein. Selbst wenn dank des milden Winters 2022/23 die ausgearbeiteten Notfallpläne sowie die teuren, in kurzer Zeit bereitgestellten zusätzlichen Kapazitäten nicht in Anspruch genommen werden mussten, bleibt im modellierten Worst-Case-Szenario gemäss neusten Berechnungen (ECom, 2023) ein erhebliches Risiko bestehen.

Zurzeit läuft deshalb die erste Ausschreibungsrunde für Reservekraftwerke ab 2026, um die befristeten, bestehenden Massnahmen abzulösen. Solche Reserven sind ausserhalb des Marktes platziert und würden nur dann eingesetzt, wenn in einer tatsächlichen Situation von Knappheit das Angebot im Markt die Nachfrage nicht mehr deckt. Sie sind somit eine Versicherung zur Vermeidung einer Strommangellage und den damit verbundenen hohen volkswirtschaftlichen Kosten. Denn der Ausbau der Erneuerbaren ist aus heutiger Sicht weder im Ausmass noch der Geschwindigkeit abzuschätzen – siehe das Abstimmungsergebnis im Kanton Wallis gegen den Solarexpress. Offen ist auch der genaue Umfang der künftigen Stromnachfrage. Ein schrittweises Vorgehen und eine laufen-

Ziel sollte die Erhöhung der Resilienz der Energieversorgung sein.

de Neubeurteilung der Entwicklungen zur allfälligen Anpassung der Massnahmen – wie auch von der ElCom (2023) vorgeschlagen – ist deshalb zu begrüssen.

Im Winter 2022/23 stand eine mögliche Knappheit bei zwei Energieträgern im Fokus: Gas und Strom. Beim Gas ist die Schweiz, abgesehen von einer geringen Menge inländischer Produktion, auf Importe angewiesen, was in absehbarer Zukunft so bleibt. Die Schweiz hat von der Reaktion der EU, das russische Gas rasch durch LNG zu ersetzen, profitiert. Entsprechend entspannte sich die Lage in Europa, selbst wenn das Preisniveau heute höher ist als vor dem Ukrainekrieg. Jedoch weisen fossile Gasimporte vor dem Hintergrund des Netto-null-Ziels ein Ablaufdatum auf: Erstens dürfte der Gasverbrauch im Zuge der Energiewende zurückgehen – zu denken ist hier an den Ersatz von Gasheizungen durch Wärmepumpen oder Fernwärme –, zweitens scheint für schwer elektrifizierbare Anwendungen langfristig eine Substitution durch grünen Wasserstoff am geeignetsten zu sein. Doch auch beim Wasserstoff wird die Schweiz in Zukunft wohl nur kleinste Mengen selbst produzieren, die Importabhängigkeit wird hoch bleiben.

Anders präsentiert sich die Ausgangslage beim Strom: Die Schweiz produziert den verbrauchten Strom mehrheitlich selbst, bleibt auf absehbare Zeit aber vor allem im Winter auf Importe angewiesen. Ohne Massnahmen wird sich die Versorgungslücke im Winter aufgrund des erhöhten Strombedarfs für Mobilität und Wärmebereitstellung weiter vergrössern. Eine derart starke Abhängigkeit von Winterimporten steht dem Ziel, die Versorgungssicherheit zu erhöhen, entgegen. Die Bedeutung der Elektrizität für die Energieversorgung der Schweiz ist bereits heute hoch und wird weiter zunehmen. Angesichts des hohen volkswirtschaftlichen Schadenpotenzials einer Strommangellage in dreistelliger Milliardenhöhe hat deren Vermeidung höchste Priorität.

Die Bedeutung der Elektrizität für die Energieversorgung der Schweiz wird weiter zunehmen.

Änderungen einleiten

– Ausbau der Erzeugung mittels financial Contracts for Differences (fCfD)

Der Ausbau der inländischen Stromerzeugung liegt als Massnahme auf der Hand. Über fCfD (vgl. Kapitel 3.1.1) könnte dies wohl besser als über die beschlossene gleitende Marktprämie sichergestellt werden. Wichtig ist, damit nicht nur die Stromproduktion insbesondere im Winter anzukurbeln, sondern gleichzeitig in die Netze zu investieren.

– Abschaffung der Wasserzinsen

Der Ausbau der Energieproduktion dient der Versorgung der Schweiz mit treibhausgasfreiem Strom. Die Effektivität der Massnahme darf nicht durch die Verfolgung von Nebenzielen verringert werden. Die regionalpolitisch motivierten Wasserzinsen mindern die Attraktivität von Neuinvestitionen in die Wasserkraft, denn potenzielle Kraftwerksbetreiber müssen ihre Rente mit dem Konzessionsgeber teilen. Wasser-

zinsen sind deshalb marktnäher auszugestalten oder abzuschaffen. Die aktuelle gesetzliche Regelung läuft per Ende 2030 aus; sie sollte vorher grundlegend überarbeitet werden.

– **Öffnung für ausländische Investoren**

Verbesserung der Rahmenbedingungen für neue in- und ausländische Investoren. Statt die Voraussetzungen für Investitionen in den Ausbau der Energieinfrastruktur zu verbessern, verunmöglicht es das Parlament ausländischen Kapitalgebern, in der Schweiz tätig zu werden. Die entsprechende Regulierung ist zu stoppen. Die Schweiz muss sich öffnen, statt sich weiter abzuschotten.

– **Effiziente Erhöhung der Energieeffizienz**

Ineffiziente Geräte und Gebäudehüllen sollen – unter Berücksichtigung der gesamten Ökobilanz – ersetzt bzw. saniert werden. Treiber dafür sollen aber nicht staatlich finanzierte Beratungsangebote oder Subventionen sein, sondern dynamische Preise für Endverbraucher. Dies vermindert den Bedarf zusätzlicher Investitionen in die Energieproduktion und -verteilung zur Abdeckung von Verbrauchsspitzen. Eine Voraussetzung hierfür wäre die vollständige Öffnung des Strommarktes. Im Gegensatz dazu führt die im Mantelerlass vorgesehene Verpflichtung der Verteilnetzbetreiber zu Effizienzmassnahmen zu einer weiteren Bürokratisierung – und Kosten für die Konsumenten. Ausserdem konkurrenziert sie bestehende, bewährte Instrumente wie die Zielvereinbarungen und die Energieetikette.

Eine Voraussetzung für die Erhöhung der Energieeffizienz wäre die Öffnung des Strommarktes.

Diskutierte Massnahmen rasch umsetzen

– **Weiterbetrieb der bestehenden Kernkraftwerke (KKW)**

Um das Jahr 2040 herum sind die beiden grössten Schweizer KKW 60 Jahre alt. Sollte der Stromverbrauch bis dahin erwartungsgemäss ansteigen, ohne dass der inländische Ausbau der erneuerbaren Produktion Schritt gehalten hätte, wäre es kostengünstiger, die Werke in Gösgen und Leibstadt für den Weiterbetrieb zu ertüchtigen, als ein neues KKW zu bauen. Dieser Vorschlag wird bereits diskutiert, erscheint aber derzeit nicht mehrheitsfähig. Eine längere Laufzeit würde die Importabhängigkeit der Schweiz im Winter reduzieren.

– **Rasche Schaffung von Speichermöglichkeiten**

Die raumplanerischen, geologischen und wirtschaftlichen Abklärungen sind zu verstärken, wo und wie in der Schweiz grosse saisonale Wärmespeicher realisiert und bedarfsgerecht betrieben werden können. Private Unternehmen sollten danach rasch die Möglichkeit erhalten, entsprechende Speicher zu realisieren und betreiben.

– **Vorrang der Versorgungssicherheit**

Da die Zeit drängt, sind die Bewilligungsverfahren für Energieinfrastrukturen zu vereinfachen. Das Ziel der Versorgungssicherheit als «nationales Interesse» soll gegenüber anderen Zielen – insbesondere des Natur- und Landschaftsschutzes – bei ungenügendem Ausbaustand der

Stromproduktion temporär priorisiert werden (z. B. wenn die Importe über mehrere Jahre 5 TWh übersteigen).

2_Unterstützung der Klimapolitik

Aufgrund des nach wie vor hohen Anteils fossiler Energieträger ist die Energiepolitik eng mit der Klimapolitik verzahnt. Dabei reüssieren politisch oft nicht die volkswirtschaftlich effektivsten und effizientesten Massnahmen, sondern von Interessengruppen geprägte Lösungen. Folgende Vorschläge wirken dieser Tendenz entgegen:

Änderungen einleiten

– **Konsequente Bepreisung des CO₂-Ausstosses**

In der Elektrizitätsproduktion ist die Kostenwahrheit europaweit zu grossen Teilen bereits umgesetzt. So müssen fossile Kraftwerke ihre Emissionen über den Kauf entsprechender Rechte an der Börse abdecken. Der seit einiger Zeit bestehende Preis von rund 90 Euro pro Tonne CO₂ setzt Anreize, in klimaneutrale Produktionstechnologien zu investieren. Konsequenterweise sollte der CO₂-Ausstoss aller fossiler Energieträger bepreist werden, unabhängig davon, ob es sich um die Energieerzeugung oder eine andere wirtschaftliche Aktivität handelt.

Konsequenterweise sollte der CO₂-Ausstoss aller fossiler Energieträger bepreist werden.

– **Reduktion der Förderung**

Die bestehende Förderung erwünschter Technologien oder von Einsparmassnahmen (u. a. auch von faktisch bereits abgeschriebenen Grosswasserkraftwerken) führt zu hohen Mitnahmeeffekten und wirkt aufgrund ihrer Ausrichtung auf spezifische treibhausgasfreie Technologien wettbewerbsverzerrend. Die Fördersummen sollten deshalb reduziert oder ganz gestrichen werden.

– **Wahlfreiheit der Technologie**

Falls aus realpolitischen Gründen weiterhin eine Förderpolitik betrieben wird, sollte die Wahl der Technologien für die Energiewende den Marktakteuren und nicht Politik und Verwaltung überlassen werden. Damit steigen die Chancen für die effizientesten klimaneutralen Energieträger, sich durchzusetzen.

– **Umrüstung auf grünen Wasserstoff**

Bis 2050 soll fossiles Gas in Anwendungsbereichen wie Hochtemperaturprozessen durch grünen Wasserstoff ersetzt werden. In der hiesigen politischen Debatte ist dies noch kaum ein Thema, obwohl die Zeit drängt und die Schweiz den Anschluss an den European Hydrogen Backbone (EHB) zu verpassen droht. Im Rahmen der entsprechenden Gesetzesrevision sind Bedingungen zu schaffen, das Übertragungs- und Verteilnetz umrüsten zu können. In das Verteilnetz für die Gasversorgung von Gebäuden zur Wärmeerzeugung soll nicht weiter investiert werden, dies im Gegensatz zu den Anschlüssen für die Industrie. Für letztere wird Wasserstoff als Energieträger im Produktionsprozess eine zunehmend wichtigere Rolle spielen.

Diskutierte Massnahmen umsetzen

– Aufhebung des Verbots von KKW

Im Grundsatz ist es richtig, das Technologieverbot im Bereich der Kernenergie zu kippen – es sollte auch in der Schweiz in diesem Bereich weitergeforscht werden. Die Frage stellt sich allerdings, ob die politische Diskussion um die Kernkraft drängendere Probleme der Energiepolitik überdeckt. Denn selbst bei einer sofortigen Aufhebung des Verbots würden allfällige neue KKW – sofern sie denn wirtschaftlich betrieben werden können – kaum entscheidend zur angestrebten Klimaneutralität bis 2050 beitragen. Ein Weiterbetrieb bestehender KKW dürfte die pragmatischere Lösung sein. Die Politik sollte deshalb dabei bleiben: Es gibt kein fixes Abschaltdatum, die Blöcke laufen so lange weiter, wie sie die Sicherheitsanforderungen erfüllen. Der Betreiber entscheidet, wann er das KKW aus wirtschaftlichen Gründen vom Netz nimmt.

3_Garantie der Bezahlbarkeit

Die Energiepolitik muss den Zugang zu und die Bezahlbarkeit von Energie gewährleisten. Die Aufrechterhaltung des heutigen Wohlstands ist ohne die Nutzung von Energie nicht vorstellbar. Die Belastung eines durchschnittlichen Haushalts mit Ausgaben für Energie (nicht nur Elektrizität) war in der Vergangenheit mit 1,1% des Haushalteinkommens vergleichsweise gering (Bundesamt für Statistik, 2022), dürfte aber in den letzten Monaten gestiegen sein. Folgende Grundsätze sollten beim Thema Erschwinglichkeit beachtet werden:

– Subjekthilfe statt Giesskanne

Die Umstellung auf klimaneutrale Energieträger darf nicht zu unverhältnismässigen Belastungen für ärmere Bevölkerungsgruppen führen. Angesichts des geringen Anteils von Energiekosten an einem durchschnittlichen Haushaltsbudget ist von einer generellen Deckelung für alle Verbraucher abzusehen. Vielmehr sollte gezielt den Bedürftigen geholfen werden. Dies nicht über neu zu schaffende Instrumente, sondern im Rahmen der bestehenden Sozialhilfe.

– Nutzung intelligenter Steuerungen

Für die Integration neuer Technologien in den Schweizer Strommix – gerade auch der erneuerbaren Energien – wird Flexibilität immer wichtiger. Ein intelligentes Management der Netzlast und des Stromverbrauchs hilft, die Flexibilität optimal zu nutzen und teure Zusatzinvestitionen in die Infrastruktur zu vermindern.

– Vollständige Öffnung des Marktes

Ein Hebel für die Einführung von intelligenten Lösungen im Schweizer Stromsystem und eine Grundvoraussetzung für ein Strom- oder Energieabkommen mit der EU ist die vollständige Strommarktöffnung. Sie würde einen Schub von neuen Geschäftsmodellen der EVU und Drittanbietern auslösen, darunter insbesondere dynamische Preismo-

Die Aufrechterhaltung des heutigen Wohlstands ist ohne die Nutzung von Energie nicht vorstellbar.

delle. Ausserdem erhielten die kleineren Strombezüger wie Haushalte und das Gewerbe die Möglichkeit, ihren Versorger selbst zu wählen. Bereits heute sind sie faktisch der Marktvolatilität ausgesetzt, da viele Versorger keinen eigenen Strom produzieren und am Markt einkaufen.

– **Kein Industriestrompreis**

Für die Schweizer Industrie kann es bei den standortgebundenen Kosten (wie Löhnen, Bodenpreisen etc.) kein «Level playing field» mit ausländischen Konkurrenten geben, genau wie umgekehrt gewisse Standortvorteile (wie Investitions- und Rechtssicherheit, Steuersystem etc.), gegenüber anderen Ländern nicht aufgegeben werden sollen. Die Politik sollte der Versuchung widerstehen, die staatliche Bevorzugung einzelner Branchen mit dem Argument hoher Energiepreise weiter auszubauen.

4_Zusammenarbeit mit der EU

Da der Handel mit Energie – auch aufgrund komparativer Standortvorteile – den Wohlstand fördert und viele Energiefragen im europäischen Kontext grenzüberschreitend sind, ist die internationale Zusammenarbeit wichtig. Dies betrifft insbesondere leitungsgebundene Energieträger wie Strom und Gas. Zurzeit ist es unklar, wie die weitere technische Zusammenarbeit sichergestellt werden kann und – übergeordnet – wie die Ebene der institutionellen Zusammenarbeit zwischen der Schweiz und der EU ausgestaltet wird. Der ursprünglich angestrebte Abschluss eines Stromabkommens ist gefährdet, weil er – gemäss politischem Entscheid der EU – nicht isoliert von der Klärung der institutionellen Fragen zu erreichen ist.

Zurzeit ist es unklar, wie die weitere technische Zusammenarbeit mit der EU sichergestellt werden kann.

– **Abschluss technischer Abkommen**

Die absolute Minimalvariante ist der Abschluss mindestens eines weiteren technischen Abkommens (mit der Kapazitätsberechnungsregion «Core» an der Schweizer Nordgrenze), insbesondere um die Kosten der Netzstabilisierung in der Schweiz nicht weiter ansteigen zu lassen. Technische Abkommen lösen temporär einzelne dringliche Fragen im Netzbereich, sind aber kein Ersatz für ein Strom- oder ein Energieabkommen.

– **Abschluss eines Stromabkommens**

Ein Abkommen über den gegenseitigen Marktzugang im Strombereich ermöglicht die Partizipation der Schweiz in den relevanten technischen Gremien und Plattformen der EU. Weiter würde es auch die seitens der EU drohende regulatorische Beschränkung der Grenzkapazitäten gegenüber Drittländern wie der Schweiz aufheben. Damit bliebe die volle Übertragungskapazität für den Stromimport bestehen, insbesondere in den Wintermonaten.

– **Abschluss eines Energieabkommens**

Die volkswirtschaftlich langfristig attraktivste Variante – und wohl erst in mehreren Jahren realisierbar – wäre der Abschluss eines umfassenden

den Energieabkommens mit der EU. Damit könnte die Schweiz nicht nur den Marktzugang im Strombereich regeln, sondern im Idealfall auch den Anschluss an die europäische Wasserstoffinfrastruktur sicherstellen. Zusätzlich könnten Erleichterungen für Produktion und Handel mit synthetischen Energieträgern eingeschlossen werden.

Sei es, dass wir in eine Strommangellage geraten, sei es, dass sich das Netto-null-Ziel als zu ambitioniert herausstellt oder die Energieausgaben in den Budgets von Haushalten und Unternehmen nicht stabilisiert werden können: Die Dringlichkeit ist gross, die im Energie-Trilemma aufgezeigten Zielkonflikte anzugehen. Der Druck, adäquate Antworten zu finden, nimmt mit jedem Tag zu.

Literatur

- AET, Azienda Elettrica Ticinese. (o. J.). Parco eolico del San Gottard. <https://www.aet.ch/Brochure-PESG-92309a00>
- Alich, Holger. (2022, Juli 16). Verlustgeschäft mit Sonnenenergie – Bund bestraft Solarbetreiber, statt sie zu fördern. Tages-Anzeiger. <https://www.tagesanzeiger.ch/bund-bestaft-solarbetreiber-statt-sie-zu-foerdern-511197952283>
- Austria-Forum. (2014). Europäisches Verbundsystem. Austria-Forum. https://austria-forum.org/af/AustriaWiki/Europ%C3%A4isches_Verbundsystem
- Avenergy Suisse. (2023a). Herkunftsstatistik Rohölimporte. <https://www.avenergy.ch/de/resultat/39-preise-statistiken/26-statistiken/40-energiestatistiken/633-herkunftsstatistik>
- Avenergy Suisse. (2023b). Tankstellen. <https://www.avenergy.ch/de/mobilitaet/tankstellen>
- Axpo. (2023a). Der Schweizer Strommarkt. <https://www.axpo.com/ch/de/ueber-uns/medien-und-politik/strommarkt-schweiz.html>
- Axpo. (2023b). Power Switcher. Power Switcher, Axpo. <https://powerswitcher.axpo.com>
- Babs, Bundesamt für Bevölkerungsschutz. (2020). Bericht zur nationalen Risikoanalyse. Katastrophen und Notlagen Schweiz 2020. <https://www.babs.admin.ch/de/aufgabenbabs/gebraebrisiken/natgebraebrdanalyse.html>
- Bafu, Bundesamt für Umwelt. (2023a). Kenngrößen zur Entwicklung der Treibhausgasemissionen in der Schweiz 1990–2021. <https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/klima/zustand/daten/treibhausgasinventar.html>
- Bafu, Bundesamt für Umwelt. (2023b). Klima- und Innovationsgesetz: Abstimmung am 18. Juni 2023. <https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/thema-klima/klima--dossiers/klimaschutzgesetz.html>
- Bafu, Bundesamt für Umwelt. (2023c). Statistik und Evaluation des Verbandsbeschwerderechts. <https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/thema-umweltrecht/recht--fachinformation/verbandsbeschwerderecht/statistik-und-evaluation-des-verbandsbeschwerderechts.html>
- BDI, Bundesverband der Deutschen Industrie. (2020, April 6). Corona-Krise. Schock für die Energiemärkte. <https://bdi.eu/artikel/news/corona-krise-auch-ein-schock-fuer-die-energiemaerkte/>
- Bernet, Luzi. (2023, Juli 6). Bundesrat Rösti unterzeichnet in Rom wichtige Abkommen. Neue Zürcher Zeitung. <https://www.nzz.ch/schweiz/bundesrat-roesti-unterzeichnet-in-rom-wichtige-abkommen-ld.1745890>
- BFE, Bundesamt für Energie. (2019). Strategie Stromnetze. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/stromversorgung/stromnetze/netzentwicklung-strategie-stromnetze.html>
- BFE, Bundesamt für Energie. (2020b). Was ist die Energiestrategie 2050? <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energiestrategie-2050/was-ist-die-energiestrategie-2050.html>
- BFE, Bundesamt für Energie. (2020c, November 12). Förderung der erneuerbaren Stromproduktion: 2021 gibt es 470 Millionen Franken für Photovoltaikanlagen. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-81111.html>
- BFE, Bundesamt für Energie. (2021, September 22). Energiepolitik. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energiepolitik.html>
- BFE, Bundesamt für Energie. (2020a). Energieperspektiven 2050+. Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html>
- BFE, Bundesamt für Energie. (2022a). Aufbau von Gasspeicherkapazitäten in der Schweiz und alternative Optionen für eine inländische Gasversorgung. <https://www.news.admin.ch/newsd/message/attachments/73766.pdf>
- BFE, Bundesamt für Energie. (2022b). Auswirkungen einer starken Elektrifizierung und eines massiven Ausbaus der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien auf die Schweizer Stromverteilnetze. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-91974.html#:~:text=Die%20jährlichen%20Gesamtkosten%20des%20Verteilnetzes,der%20Anstieg%20der%20Kosten%202021%25>
- BFE, Bundesamt für Energie. (2022c). Modellierung der Erzeugungs- und Systemkapazität. <https://www.news.admin.ch/newsd/message/attachments/74656.pdf>
- BFE, Bundesamt für Energie. (2022d). Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2021. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/gesamtenergiestatistik.html/>
- BFE, Bundesamt für Energie. (2022e). Thesen zur künftigen Bedeutung von Wasserstoff in der Schweizer Energieversorgung. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/forschung-und-cleantech/forschungsprogramme/wasserstoff.html>
- BFE, Bundesamt für Energie. (2022f). Windpotenzial Schweiz 2022. <https://www.news.admin.ch/newsd/message/attachments/72771.pdf>

- BFE, Bundesamt für Energie. (2022g). Grafik zu den Verwendungsarten des Netzzuschlagsfonds. <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/74083.pdf>
- BFE, Bundesamt für Energie. (2022h, November 4). Marktprämie Grosswasserkraft. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/foerderung/erneuerbare-energien/marktpraemie-grosswasserkraft.html>
- BFE, Bundesamt für Energie. (2022i, November 24). Förderung Geothermie. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/foerderung/erneuerbare-energien/foerderung-geothermie.html>
- BFE, Bundesamt für Energie. (2023a). Gesamte Erzeugung und Abgabe elektrischer Energie in der Schweiz 2022. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/elektrizitaetsstatistik.html>
- BFE, Bundesamt für Energie. (2023b). Schweizerische Elektrizitätsbilanz – Monatswerte. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/elektrizitaetsstatistik.html>
- BFE, Bundesamt für Energie. (2023c). Wasserzins. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/erneuerbare-energien/wasserkraft/wasserzins.html>
- BFE, Bundesamt für Energie. (2023d, März 28). Einspeisevergütung. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/foerderung/erneuerbare-energien/einspeiseverguetung.html>
- Biner, David, & Schäfer, Fabian. (2023). Bundesrat Rösti im Interview zur AKW-Frage: «Diese Diskussion ist heute müssig – wenn nicht sogar kontraproduktiv». <https://www.nzz.ch/schweiz/albert-roesti-will-keine-debatte-ueber-neue-akw-diese-diskussion-ist-muessig-wenn-nicht-sogar-kontraproduktiv-ld.1756396>
- BK, Bundeskanzlei. (2023a). Eidgenössische Volksinitiative «Jede einheimische und erneuerbare Kilowattstunde zählt!» <https://www.bk.admin.ch/bk/de/home/politische-rechte/pore-referenzseite.html>
- BK, Bundeskanzlei. (2023b). Eidgenössische Volksinitiative «Verbandsbeschwerderecht: Schluss mit der Verhinderungspolitik – Mehr Wachstum für die Schweiz!» <https://www.bk.admin.ch/bk/de/home/politische-rechte/pore-referenzseite.html>
- Bloomberg NEF. (2021). Hydrogen Economy Outlook. <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf>
- BMWi, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (2020). Die Nationale Wasserstoffstrategie. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html>
- Boerman, Frank. (2023, Juni 8). Flowbased: One year of CORE: A look at the price convergence since go live. FJL Boerman Blog. <https://boerman.dev/posts/flowbased/corepriceconvergence/>
- Bos, Stephanie. (2022, Januar 12). Die 70 %-Regel und die Schweiz. Oder warum 100 minus 70 nicht immer 30 ergibt. <https://www.swissgrid.ch/de/home/newsroom/blog/2022/die-siebzig-prozent-regel.html>
- BFS, Bundesamt für Statistik. (2022). Detaillierte Haushaltsausgaben sämtlicher Haushalte nach Jahr – 2006–2020 | Tabelle. Bundesamt für Statistik. <https://www.bfs.admin.ch/asset/de/23747620>
- Bundesnetzagentur. (2023). Bundesnetzagentur – Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER). <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Allgemeines/DieBundesnetzagentur/Internationales/Energie/ACER/start.html>
- Bundesrat. (2020). Der Bundesrat will eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-81068.html>
- Bundesrat. (2021). Bundesrat verabschiedet Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien. <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-84018.html>
- Bundesrat. (2022a). Energie: Bundesrat setzt Verordnung zur Wasserkraftreserve in Kraft. <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-90259.html>
- Bundesrat. (2022b). Energie: Bundesrat startet Sparkampagne. <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-90158.html>
- Bundesrat. (2022c). Ukraine: Bundesrat und Branche stärken Gasreserven für den kommenden Winter. <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-88888.html>
- Bundesrat. (2022d). Versorgungssicherheit: Bundesrat richtet ab dem nächsten Winter eine Wasserkraftreserve ein und plant Reserve-Kraftwerke. <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-87202.html>
- Bundesrat. (2023a). Bundesrat legt Eckwerte des Gasversorgungsgesetzes fest. <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-95890.html>
- Bundesrat. (2023b). Energie: Bundesrat setzt Winterreserveverordnung in Kraft. <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-92645.html>
- Bundesrat. (2023c). Stellungnahme des Bundesrats zur parlamentarischen Initiative für die Beschleunigung des Ausbaus der Windenergie. <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-93446.html#downloads>
- Bundesrat. (2023d). Bundesrat will den Bau von Solar-, Wind- und Wasserkraftwerken beschleunigen. <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-95916.html>

- Bürgi, Remo. (2020, September 17). Saisonale Wärmespeicher. Energie-Experten. <https://www.energie-experten.ch/de/wissen/detail/waermespeicher-saisonale-speicher.html>
- Carbura. (2023). CARBURA.ch. <https://www.carbura.ch/aktuelles/>
- Carella, Claudia. (2020, Juni 10). The Clean Energy for all Europeans Package. Florence School of Regulation. <https://fsr.eui.eu/the-clean-energy-for-all-europeans-package/>
- Carpenter, Daniel, & Grimmer, Justin. (2009). The Downside of Deadlines.
- Carpenter, Daniel; Zucker, Evan James, & Avorn, Jerry. (2008). Drug Review Deadlines and Subsequent Safety Problems. *New England Journal of Medicine*, 358(13).
- Ciucci, Matteo. (2022). Energiebinnenmarkt (Kurzdarstellungen über die Europäische Union – 2023). Europäisches Parlament.
- Deutsch, Matthias, & Flis, Gniewomir. (2022). 12 Thesen zu Wasserstoff. Agora Energiewende. <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/12-thesen-zu-wasserstoff-publikation/>
- Deutsche WindGuard. (2022). 20230118_Status_des_Windenergieausbaus_an_Land_Jahr_2022.pdf. https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/06-zahlen-und-fakten/20230118_Status_des_Windenergieausbaus_an_Land_Jahr_2022.pdf
- deutschlandfunk.de. (2022). Energiewende in Deutschland – Wie Habecks «Osterpaket» den Ökostrom voranbringen soll. *Deutschlandfunk*. <https://www.deutschlandfunk.de/osterpaket-bundesregierung-stromversorgung-100.html>
- Dujardin, Jérôme; Schillinger, Moritz; Kahl, Annelen; Savelsberg, Jonas; Schlecht, Ingmar, & Lordan-Perret, Rebecca. (2022). Optimized market value of alpine solar photovoltaic installations. *Renewable Energy*, 186, 878–888. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.01.016>
- Dümmler, Patrick, & Rühli, Lukas. (2018). Konzessionen bei den Konzessionen. https://cdn.avenir-suisse.ch/production/uploads/2018/03/2018-02_pb_wasserzinsen_konzessionen_bei_konzessionen.pdf
- Dümmler, Patrick, & Rühli, Lukas. (2021). Wirkungsvolle Klimapolitik: Der liberale Weg zu einer CO₂-neutralen Zukunft. *Avenir Suisse*. <https://avenir-suisse.ch/publication/wirkungsvolle-klimapolitik/>
- ECFR, European Council on Foreign Relations. (2023). EU Energy Deals Tracker. *ECFR*. <https://ecfr.eu/special/energy-deals-tracker/>
- Economiesuisse. (2022). Mantelerlass: Wichtig für die Versorgungssicherheit. *economiesuisse*. <https://www.economiesuisse.ch/de/artikel/mantelerlass-wichtig-fuer-die-versorgungssicherheit>
- EDA, Eidgenössisches Departement für auswärtige Angelegenheiten. (2010, Mai 12). Bundesrat erweitert Verhandlungsmandat für ein Energieabkommen mit der EU. *Medienmitteilungen*. <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-33069.html>
- EFK, Eidgenössische Finanzkontrolle. (2023). Wirkungsprüfung der Subventionen an grosse Photovoltaikanlagen (EFK-22325).
- EHB, European Hydrogen Backbone. (2022). A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 28 Countries. <https://ebb.eu/files/downloads/ebb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf>
- Eisenring, Christoph, & Vonplon, David. (2023). Swissgrid-Chef bietet Albert Rösti Paroli: «Auch wenn der Bundesrat anderer Meinung ist – ein Stromabkommen ist zwingend nötig». <https://www.nzz.ch/schweiz/interview-mit-swissgrid-chef-yves-zumwald-ld.1757126>
- ELCom, Eidgenössische Elektrizitätskommission. (2020). Berücksichtigung des Schweizer Netzes in der Kapazitätsberechnung der EU.
- ELCom, Eidgenössische Elektrizitätskommission. (2021a). Bericht Regelleistung und Regelenergie 2021 (Bericht der ELCom ELCom-324-13).
- ELCom, Eidgenössische Elektrizitätskommission. (2021b). Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerk zur Sicherstellung der Netzsicherheit in ausserordentlichen Notsituation. <https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2022/konzeptspitzenlastgaskraftwerk.pdf>
- ELCom, Eidgenössische Elektrizitätskommission. (2023a). Aktualisierung der Berechnung zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit 2025. <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-96854.html>
- ELCom, Eidgenössische Elektrizitätskommission. (2023b). Gemeinde Worb – Strompreise Schweiz. <https://www.strompreis.elcom.admin.ch/municipality/627>
- Elia Group. (2022). Flow-based market coupling mechanism extended to all 13 countries of the Core capacity calculation region, furthering the energy transition. <https://www.elia.be/fr/actualites/communiqués-de-presse>
- Energate Messenger. (2023a). Schweiz hat mehr Gas gespart als vorgesehen. <https://www.energate-messenger.ch/news/232171/schweiz-hat-mehr-gas-gespart-als-vorgesehen>
- Energate Messenger. (2023b). Schweizer Endenergieverbrauch ist 2022 leicht gesunken. <https://www.energate-messenger.ch/news/233614/schweizer-endenergieverbrauch-ist-2022-leicht-gesunken>
- EnergieSchweiz. (2019). Programmstrategie EnergieSchweiz 2021 bis 2030. <https://www.energieschweiz.ch/energieschweiz/>

- EnergieSchweiz. (2022). Jahresrechnung 2021. Die Jahresrechnung 2021 des Programms EnergieSchweiz. <https://www.energieschweiz.ch/geschaeftsbericht/geschaeftsbericht-2021/jahresrechnung/>
- Energy Community. (2023). Who we are. <https://www.energy-community.org/aboutus/howweare.html>
- Ensi, Eidgenössisches Nuklearsicherheitsinspektorat. (2018). Periodische Sicherheitsüberprüfung von Kernkraftwerken. <https://www.ensi.ch/de/wp-content/uploads/sites/2/2014/10/Richtlinie-A03-%C3%84nderung-Oktober-2018-final.pdf>
- Ensi, Eidgenössisches Nuklearsicherheitsinspektorat. (2023, Januar 19). Kernkraftwerke in der Schweiz. ENSI DE. <https://www.ensi.ch/de/themen/kernkraftwerke-schweiz/>
- ENTSO-E, European Network of Transmission System Operators for Electricity. (2023a). Frequency Containment Reserves. https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/fcr/
- ENTSO-E, European Network of Transmission System Operators for Electricity. (2023b). Single Day-ahead Coupling (SDAC). https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/implementation/sdac/
- Erdgas Ostschweiz AG. (2014). Verbändevereinbarung und Gasmarktgesetz. <https://www.erdgasostschweiz.ch/marktoeffnung/verbaendevereinbarung/>
- Europäische Kommission. (2022, Mai 18). REPowerEU: Affordable, secure and sustainable energy for Europe. https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_en
- Europäische Kommission. (2023). Kommission legt Vorschriften für erneuerbaren Wasserstoff fest [Text]. European Commission – European Commission. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip_23_594
- Europäisches Parlament. (2023). Improving the design of the EU electricity market. Briefing. [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2023/745694/EPRS_BRI\(2023\)745694_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2023/745694/EPRS_BRI(2023)745694_EN.pdf)
- FinDel. (2023). Tätigkeitsbericht Finanzdelegation 2022. <https://www.parlament.ch/press-releases/Pages/mm-findel-2023-03-31.aspx>
- Flatt, Markus. (2023, Juni 23). Die Energiewende nimmt Fahrt auf – mit erheblichen Konsequenzen für die Verteilnetzbetreiber. EVU Partners AG. <https://www.evupartners.ch/de/blog/die-energiewende-nimmt-fahrt-auf-mit-erheblichen-konsequenzen-fuer-die-verteilnetzbetreiber>
- Forster, Christof. (2022, Februar 3). Mehr Schub für Erneuerbare: Bundesrat will Verfahren straffen. Neue Zürcher Zeitung. <https://www.nzz.ch/schweiz/mehr-schub-fuer-erneuerbare-bundesrat-will-verfahren-straffen-ld.1667979>
- Frontier Economics. (2021). Analyse Stromzusammenarbeit CH–EU. <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/68913.pdf>
- Gebäudeprogramm. (2022). Jahresberichte. <https://www.dasgebaeudeprogramm.ch/de/publikationen-und-fotos/jahresberichte/>
- Gerhardt, Norman; Bard, Jochen; Schmitz, Richard; Beil, Michael; Pfennig, Maximilian, & Kneiske, Dr Tanja. (2020). Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem: Fokus Gebäudewärme. Frauenhofer IEE. https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energysystemtechnik/de/Dokumente/Studien-Reports/FraunhoferIEE_Kurzstudie_H2_Gebaeudewaerme_Final_20200527.pdf
- Gfrörer, Karin. (2023, Februar 7). Schleppende Digitalisierung – Smartmeter: Nutzung noch nicht intelligent genug. Schweizer Radio und Fernsehen (SRF). <https://www.srf.ch/sendungen/kassensturz-espresso/kassensturz/schleppende-digitalisierung-smartmeter-nutzung-noch-nicht-intelligent-genug>
- Grinschgl, Julian; Pepe, Jacopo, & Westphal, Kirsten. (2021). Eine neue Wasserstoffwelt. Geotechnologische, geökonomische und geopolitische Implikationen für Europa.
- Guidati, Gianfranco; Worlitschek; Jörg, Baldini, Luca, & Haller, Michel. (2022). Winterstrombedarf und saisonale Wärmespeicher – mit Sommerwärme Strom im Winter sparen. AEE Suisse. https://speicher.aeesuisse.ch/wp-content/uploads/sites/15/2022/05/FESS_Saisonale_Waermespeicher_Positionspaper_2205.pdf
- Haffner, Kaspar. (2022, August 4). Strommangellage vs. Blackout [Swissgrid]. <https://www.swissgrid.ch/de/home/newsroom/blog/2022/strommangellage-vs-blackout.html>
- Helms, Hinrich; Fehrenbach, Horst; Bermann, Kirsten; Lambrecht, Udo, & Jöhrens, Julius. (2019). Klimabilanz von strombasierten Antrieben und Kraftstoffen. Agora Verkehrswende. https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2019/Klimabilanz_Batteriefahrzeugen/82_Klimabilanz_E-Autos_alt-Antriebe-V2.pdf
- Hirth, Lion; Ueckerdt, Falko, & Edenhofer, Ottmar. (2015). Integration costs revisited – An economic framework for wind and solar variability. *Renewable Energy*, 74, 925–939. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.08.065>
- Hug Alonso, Teresa, & Dümmler, Patrick. (2023). Erosionsmonitor #4. Avenir Suisse. <https://www.avenir-suisse.ch/publication/erosionsmonitor-juni-2023-verhaeltnis-schweiz-eu-schwerpunkt-westschweiz-tessin/>
- Hug, Gabriela; Demiray, Turhan; Filippini, Massimo; Guidati, Gianfranco; Oswald, Kirsten; Patt, Anthony; Sansavini, Giovanni; Schaffner, Christian; Schwarz, Marius; Steffen, Bjarne; Dükan, Mak; Gjorgiev, Blazhe; Marcucci, Adriana; Savelsberg, Jonas, & Schmidt, Tobias. (2023). Energy security in a net zero emissions future for Switzerland: Expert Group “Security of Supply” – White Paper [Report]. ETH Zurich. <https://doi.org/10.3929/ethz-b-000614564>

- Hug, Gabriela; Demiray, Turhan; Guidati, Gianfranco; McKenna, Russell; Oswald, Kirsten; Patt, Anthony; Saar, Martin O.; Sansavini, Giovanni; Schaffner, Christian; Schwarz, Marius, & Steffen, Bjarne. (2022). Schritte zur fossilen Unabhängigkeit für die Schweiz: Expertengruppe «Versorgungssicherheit» – Positionspapier. In Policy Brief [Report]. ETH Zurich. <https://doi.org/10.3929/ethz-b-000556402>
- Humbel, Georg. (2022, August 6). Der Chef der Stromaufsicht rät zum Kauf von Kerzen und Holz. NZZ Magazin. <https://magazin.nzz.ch/empfehlungen/der-chef-der-stromaufsicht-raet-zum-kauf-von-kerzen-und-holz-ld.1696815>
- IAEA, International Atomic Energy Agency. (2023). PRIS. The Database on Nuclear Power Reactors. <https://pris.iaea.org/pris/home.aspx>
- IPCC, International Panel on Climate Change. (2023). AR6 Synthesis Report: Climate Change 2023 — IPCC. <https://www.ipcc.ch/report/sixth-assessment-report-cycle/>
- IWB. (2023). IWB Strom FLOW – Energiepreise ohne Risiko. <https://www.iwb.ch/angebote/produkte/strom-flow>
- Keberle, Alexander. (2023, Januar 22). Gastkommentar zur Stromversorgung – Köpfchen statt Kupfer. Tages-Anzeiger. <https://www.tagesanzeiger.ch/mehr-koepfchen-statt-kupfer-279028146704>
- Keberle, Alexander, & Ruff, Beat. (2022). Mantelerlass: Wichtig für die Versorgungssicherheit. <https://www.economiesuisse.ch/de/artikel/mantelerlass-wichtig-fuer-die-versorgungssicherheit>
- Keller, Helen. (2005). Gutachten zur Volksinitiative «Verbandsbeschwerderecht: Schluss mit der Verhinderungspolitik – Mehr Wachstum für die Schweiz!»
- Kern, Markus. (2023, Januar 9). Alpine Solaranlagen müssen wirtschaftlich sein. Neue Zürcher Zeitung. <https://www.nzz.ch/meinung/photovoltaik-grossanlagen-wirtschaftlichkeit-und-qualitaet-statt-beliebigkeit-ld.1718917>
- Kowalski, Torsten, & Goetz, Beat. (2022, Dezember 1). Wie die Schweiz von Investitionen in Wasserstoff profitiert. Neue Zürcher Zeitung. <https://www.nzz.ch/themen-dossiers/nachhaltig-investieren/wie-die-schweiz-von-investitionen-in-wasserstoff-profitiert-ld.1715080>
- Lehmann, Meta; Meyer, Martin; Kaiser, Nicole, & Ott, Walter. (2017). Umstieg von fossilen auf erneuerbare Energieträger beim Heizungsersatz (Energieforschung Stadt Zürich 37; Forschungsprojekt FP-2.8).
- Maag, Claudio. (2021, Dezember 16). Wie setzt sich der Strompreis zusammen? Energie-Experten. <https://www.energie-experten.ch/de/wissen/detail/wie-setzt-sich-der-strompreis-zusammen.html>
- Marcucci, Adriana; Sanvito, Francesco; Garrison, Jared; Panos, Evangelos; Rüdüsüli, Martin, & Guidati, Gianfranco. (2023). CROSS model result comparison: Overview of modelling results. https://sweet-cross.ch/wp-content/uploads/2023/02/2023_02_03_CROSS_Scenarios_Comparison.pdf
- Marti, T., Sulzer, M., Rüdüsüli, M., & et al. (2022). Energieversorgung der Schweiz bis 2050. Zusammenfassung von Ergebnissen und Grundlagen (Studienbericht) («Energiezukunft 2050»). Wege in die Energie und Klimazukunft der Schweiz). <https://www.energiezukunft2050.ch>
- Meier, Jürg. (2022, November 5). «Schweizer AKW sind geradezu jung». NZZ Magazin. <https://magazin.nzz.ch/nzz-am-sonntag/wirtschaft/schweizer-akw-sind-geradezu-jung-ld.1710871>
- Meister, Urs, & Spät, Denis. (2021). Warum eine transparente Photovoltaik-Förderung günstiger ist. BKW. <https://www.bkw.ch/de/ueber-uns/aktuell/blog/standpunkte-und-meinungen/warum-eine-transparente-photovoltaik-foerderung-guenstiger-ist>
- NEA, Nuclear Energy Agency. (2022). Achieving Net Zero Carbon Emissions in Switzerland in 2050: Low Carbon Scenarios and their System Costs. Nuclear Energy Agency (NEA). https://www.oecd-neo.org/jcms/pl_74877/achieving-net-zero-carbon-emissions-in-switzerland-in-2050-low-carbon-scenarios-and-their-system-costs?details=true
- Nuklearforum Schweiz (Regisseur). (2023, März 23). 1. Forums-Treff 2023 «Versorgungssicherheit und Netzstabilität». <https://www.youtube.com/watch?v=E57arijj1lc>
- Nykvist, Björn, & Olsson, Olle. (2021). The feasibility of heavy battery electric trucks. *Joule*, 5(4), 901–913. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2021.03.007>
- OECD, Organisation for Economic Cooperation and Development. (2018). Indicators of Product Market Regulation—OECD. <https://www.oecd.org/economy/reform/indicators-of-product-market-regulation/>
- opendata.swiss. (2022). Kehrichtsverbrennungsanlagen (KVA). <https://opendata.swiss/dataset/kehrichtsverbrennungsanlagen-kva>
- Open Electricity Economics. (2023). 5. Optimal capacity mix and scarcity pricing. Open Electricity Economics. <http://open-electricity-economics.org/book/text/05.html>
- Panos, Evangelos; Kober, Tom; Ramachandran, Kannan, & Hirschberg, Stefan. (o. J.). Long Term Energy Transformation Pathways. <https://www.research-collection.ethz.ch/handle/20.500.11850/509023>
- Pronovo. (2022, September 22). Berichte und Publikationen – Pronovo AG. <https://pronovo.ch/de/services/berichte/>
- Rat der EU. (2023). Gaspaket: Mitgliedstaaten legen ihren Standpunkt zum künftigen Gas- und Wasserstoffmarkt fest. <https://www.consilium.europa.eu/de/press/press-releases/2023/03/28/gas-package-member-states-set-their-position-on-future-gas-and-hydrogen-market/>

- Rohrer, Jürg; Wild, Michael; Stocker, Nicolas, & Siegwart, Muriel. (2023). Gibt es bessere Alternativen zu fossilen Kraftwerken für die Versorgungssicherheit der Schweiz mit Strom? : Eine Analyse und Interpretation von diversen Studien zur Stromversorgungssicherheit [20,application/pdf]. <https://doi.org/10.21256/ZHAW-2529>
- Rohrer, Jürg, & Zeyer, Christian. (2023). Vorschlag für eine rasche und kosteneffiziente Absicherung gegen Strommangellagen und Versorgungsprobleme im Strombereich. <https://www.swisscleantech.ch/innovatives-konzept-zur-sicherung-der-stromversorgung/>
- Rothwell, Geoffrey. (2022). Projected electricity costs in international nuclear power markets. *Energy Policy*, 164, 112905. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.112905>
- Rutishauser, Arthur. (2022, Oktober 22). Grengiols Solar – Walliser Fata Morgana funktioniert nur mit Notrecht. *Tages-Anzeiger*. <https://www.tagesanzeiger.ch/walliser-fata-morgana-funktioniert-nur-mit-notrecht-986522118583>
- Schlecht, Ingmar; Hirth, Lion, & Maurer, Christoph. (2022). Financial Wind CfDs [Working Paper]. Kiel, Hamburg: ZBW – Leibniz Information Centre for Economics. <https://www.econstor.eu/handle/10419/267597>
- Schlecht, Ingmar; Maurer, Christoph, & Hirth, Lion. (2023). Financial Contracts for Differences. *EconStor Preprints, Article 268370*. <https://ideas.repec.org/p/zbw/esprep/268370.html>
- Schlecht, Ingmar, & Savelsberg, Jonas. (2022, September 12). Wasserkraftreserve mittels handelbarer Verpflichtungen. ZHAW School of Management and Law. <https://www.zhaw.ch/de/sml/ueber-uns/news-und-medien/newsdetail/event-news/speicherreserve/>
- Schlittler, Sven, & Flatt, Markus. (2020, Juni 9). Ist der Schweizer Gasmarkt nun offen? EVU Partners AG. <https://www.evupartners.ch/de/blog/ist-der-schweizer-gasmarkt-nun-offen>
- Schmidt, Tobias; Stadelmann-Steffen, Isabelle; Dukan, Mak; Giger, David; Schmid, Nicolas, & Schneuwly, Valentin. (2023). Quantifying the degree of fragmentation of policies targeting household solar PV in Switzerland. <https://doi.org/10.3929/ethz-b-000596612>
- Schubotz, Maria, & Orifici, Davide. (2022, September 23). Die EU-Strompreiskrise – Schuld des Marktdesigns? VSE. <https://www.strom.ch/de/nachrichten/die-eu-strompreiskrise-schuld-des-marktdesigns>
- Schweizer Parlament. (2022). Die wichtigsten Beschlüsse des Ständerats zum Energie-Mantelerlass. https://www.parlament.ch/de/services/news/Seiten/2022/20220929155710602194158159038_bsd156.aspx
- Speicher, Christian. (2023, Juli 25). Schweizer Stromnetz: Ohne Ausbau ist die Energiewende nicht zu schaffen. *Neue Zürcher Zeitung*. <https://www.nzz.ch/wissenschaft/schweizer-stromnetz-obne-ausbau-ist-die-energie-wende-nicht-zu-schaffen-ld.1746798>
- Spielhofer, Reto; Schwaab, Jonas, & Grêt-Regamey, Adrienne. (2023). How spatial policies can leverage energy transitions – Finding Pareto-optimal solutions for wind turbine locations with evolutionary multi-objective optimization. *Environmental Science & Policy*, 142, 220–232. <https://doi.org/10.1016/j.envsci.2023.02.016>
- Stählin, Konrad. (2023, Februar 7). Papierkrieg statt Montage – Kantönligeist brems den Solarausbau. *Tages-Anzeiger*. <https://www.tagesanzeiger.ch/kantoenligeist-bremst-solarausbau-476505180228>
- Stocker, Simon. (2023a, März 6). Aktive Wasserstoffdiplomatie. *Avenir Suisse*. <https://avenir-suisse.ch/aktive-wasserstoffdiplomatie/>
- Stocker, Simon. (2023b, Mai 3). Gasversorgung: Reicht es auch im nächsten Winter? *Avenir Suisse*. <https://avenir-suisse.ch/gasversorgung-reicht-es-auch-im-naechsten-winter/>
- Suisseéole. (2022a). Bewilligungsprozess. <https://suisse-eole.ch/de/windenergie/bewilligungsprozess/>
- Suisseéole. (2022b). EU: Will auch für Windenergieprojekte Bewilligungsverfahren von maximal zwei Jahre durchsetzen. <https://suisse-eole.ch/de/news/eu-will-auch-fuer-windprojekte-bewilligungsverfahren-von-maximal-zwei-jahre-durchsetzen/>
- Suisseéole. (2022c). Windenergie in der Schweiz in Zahlen. https://suisse-eole.ch/wp-content/uploads/2022/12/SE_Windenergie-in-Zahlen_DE_V4.pdf
- Swiss Energy Charts. (2023). Balkendiagramme zur Stromerzeugung. <https://www.energy-charts.info/?l=de&c=CH>
- Swissgas. (o. J.). Transportmanagement | SWISSGAS AG. Abgerufen 9. Juni 2023, von <https://www.swissgas.ch/dienstleistungen/transportmanagement>
- Swissgrid. (2021a). Factsheet International Grid Control Cooperation (IGCC).
- Swissgrid. (2021b). Factsheet Synchronous Area Framework Agreement (SAFA).
- Swissgrid. (2021c). Factsheet: TERRE – Europäische Plattform für die gemeinsame Vorhaltung von Regelleistung.
- Swissgrid. (2022a). Effizient, zuverlässig und kostenoptimiert. <https://www.swissgrid.ch/de/home/newsroom/news-feed/20221005-01.html>
- Swissgrid. (2022b). Factsheet 70%-Kriterium der EU.
- Swissgrid. (2022c). Factsheet Kapazitätsberechnungsregionen.
- Swissgrid. (2022d). Studie zur kurzfristigen Strom-Adequacy Schweiz im Auftrag des Bundesamts für Energie – Winter 2022/2023. <https://www.news.admin.ch/newsd/message/attachments/73671.pdf>
- Swissgrid. (2023a). Alles rund um den Strompreis. <https://www.swissgrid.ch/de/home/about-us/company/electricity-price.html>

- Swissgrid. (2023b). Alles rund um den Strompreis: Tarife für das Schweizer Übertragungsnetz. <https://www.swissgrid.ch/de/home/about-us/company/electricity-price.html>
- Swissgrid. (2023c). Bewilligungsverfahren. <https://www.swissgrid.ch/de/home/projects/approval-process.html>
- Swissgrid. (2023d). Europäischer Strombinnenmarkt: Mittendrin, aber nicht dabei. <https://www.swissgrid.ch/de/home/operation/market/european-market.html>
- Swisspower. (2023). Multi-Energy-Hub und WKK Integration von WKK-Anlagen in thermischen Netzen als Beitrag zur Versorgungssicherheit. https://swisspower.ch/content/files/publications/MultiEnergyHub-und-WKK_Swisspower_Bericht.pdf
- TenneT, bayernets, Gasunie Deutschland & Thyssengas. (2023). Quo Vadis Wasserstoff-Kraftwerke? <https://www.tennet.eu/de/news/aktuelle-studie-zeigt-wasserstoffkraftwerke-sichern-kuenftig-stromversorgung-sueddeutschland>
- UNTC, United Nation Treaty Collection. (2021). Pariser Abkommen. https://treaties.un.org/Pages/ViewDetails.aspx?src=TREATY&mtidsg_no=XXVII-7-d&chapter=27&clang=en
- Uvek, Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation. (2023). Sichere Stromversorgung. 2019.
- Valda, Andreas. (2018, Dezember 28). Preis für Strom: Wer am meisten geschöpft wird. Tages-Anzeiger. <https://www.tagesanzeiger.ch/preis-fuer-strom-wer-am-meisten-geschroepft-wird-516189651377>
- VBO. (2023). SR 814.076—Verordnung vom 27. Juni 1990 über die Bezeichnung der im Bereich des Umweltschutzes sowie des Natur- und Heimatschutzes beschwerdeberechtigten Organisationen (VBO). https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/1990/1086_1086_1086/de
- VSE, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen. (2022). Heimfall: Chancen und Risiken. <https://www.strom.ch/de/nachrichten/heimfall-chancen-und-risiken>
- VSG, Verband der Schweizerischen Gasindustrie. (2022). Verband der Schweizerischen Gasindustrie Statistik 2022. https://gazenergie.ch/fileadmin/user_upload/e-paper/GE-Jahresstatistik/VSG-Jahresstatistik-2022.pdf
- Walther, Ueli. (2021). Ein starrer Wasserzins ist nicht mehr zeitgemäss. <https://www.axpo.com/ch/de/magazin/erneuerbare-energien/Ein-starrer-Wasserzins-ist-nicht-mehr-zeitgemaess.html>
- Wealer, Ben; Bauer, Simon; Landry, Nicolas; Seiß, Hannah, & von Hirschhausen, Christian. (2018). Nuclear Power Reactors Worldwide – Technology Developments, Diffusion Patterns, and Country-by-Country Analysis of Implementation (1951-2017) (Data Documentation 93). DIW Berlin, German Institute for Economic Research. <https://econpapers.repec.org/paper/diwdiwdc/dd93.htm>
- Winzer, Christian, & Dümmler, Patrick. (2023). Versorgungslücken im Strommarkt schliessen. Die Volkswirtschaft. <https://dievolkswirtschaft.ch/de/2023/06/versorgungsluecken-im-strommarkt-schliessen/>
- Winzer, Christian; Ludwig, Patrick; Auer, Sabine, & Hlawatsch, Anna. (2023). NETFLEX – Effiziente Netzentgelte für flexible Verbraucher – Texte. <https://www.aramis.admin.ch/Texte/?ProjectID=44252>
- Witschi, Julian. (2022, August 30). Strommangel droht – Warum das AKW Mühleberg trotz Energiekrise abgestellt worden wäre. Tages-Anzeiger. <https://www.tagesanzeiger.ch/warum-das-akw-muehleberg-trotz-energiekrise-abgestellt-worden-waere-500979766263>
- World Energy Council. (2022). World Energy Trilemma Index | 2022. <https://www.worldenergy.org/publications/entry/world-energy-trilemma-index-2022>
- World Energy Council. (2023). World Energy Trilemma Index. World Energy Council. <https://www.worldenergy.org/transition-toolkit/world-energy-trilemma-index>
- World Nuclear Association. (2023). Nuclear Power in the European Union—World Nuclear Association. <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/others/european-union.aspx>
- Zachmann, Georg; Sgaravatti, Giovanni, & McWilliams, Ben. (2023, Juni 27). European natural gas imports. Bruegel Datasets. <https://public.flourish.studio/story/1541741/>
- Zumsteg, Patrice Martin. (2020). Eine Rechtsfrage von grundsätzlicher Bedeutung. https://www.bratschi.ch/assets/content/files/publikationen/2020-02-29_OEff_Verfahrensrecht_Blog_Februar_2020.pdf
- Zumwald, Yves. (2023, Juni 20). Strommarkt Europa: Die Schweiz ist mittendrin, aber nicht dabei. Die Volkswirtschaft. <https://dievolkswirtschaft.ch/de/2023/06/strommarkt-europa-die-schweiz-ist-mittendrin-aber-nicht-dabei/>
- Zünd, Marianne. (2019). 20 Jahre schweizerisches Energiegesetz. Bundesamt für Energie. <https://energieaplus.com/wp-content/uploads/2019/05/2019.05.20-20-Jahre-Energiegesetz.pdf>

Rechtsquellen

- EnG, SR 730.0 (1998). <https://www.fedlex.admin.ch/filestore/fedlex.data.admin.ch/eli/cc/1999/27/20170101/de/pdf-a/fedlex-data-admin-ch-eli-cc-1999-27-20170101-de-pdf-a.pdf>
- EnG, 730.0 (2018). <https://www.fedlex.admin.ch/eli/oc/2022/543/de>
- NHG, AS 1966 1637 (1967). https://fedlex.data.admin.ch/filestore/fedlex.data.admin.ch/eli/cc/1966/1637_1694_1679/20220101/de/pdf-a/fedlex-data-admin-ch-eli-cc-1966-1637_1694_1679-20220101-de-pdf-a-2.pdf
- StromVG, SR 734.7 (2007). <https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/2007/418/de>
- StromVV, SR 734.71 (2008). <https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/2008/226/de>
- Parlamentarische Initiative (Flach, Schneider Schüttel) 22.414 (2022). <https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaef?AffairId=20220414>
- Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184, (2023). https://eur-lex.europa.eu/eli/reg_del/2023/1184/oj
- EU-Verordnung 2015/1222, 197 OJ L (2015). <http://data.europa.eu/eli/reg/2015/1222/oj/deu>
- EU-Verordnung 2019/943, 158 OJ L (2019). <http://data.europa.eu/eli/reg/2019/943/oj/fra>
- Mitteilung der Kommission 2020/301 final, COM(2020) 301 final (2020). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A52020DC0301>

avenir suisse

Zürich

Puls 5 | Giessereistrasse 18
8005 Zürich
+41 44 445 90 00

Lausanne

Chemin de Beau-Rivage 7
1006 Lausanne
+41 21 612 66 14

avenir-suisse.ch
info@avenir-suisse.ch

ISBN 978-3-907453-12-4

