



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Marktregulierung

ECOPLAN
3. Juni 2025

Stromabkommen zwischen der Schweiz und der EU

Volkswirtschaftliche Auswirkungen

Im Auftrag des Bundesamts für Energie BFE

Auftraggeberin:

Bundesamt für Energie BFE
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Auftragnehmer/in:

ECOPLAN AG
Forschung und Beratung
in Wirtschaft und Politik
www.ecoplan.ch

Monbijoustrasse 14
CH - 3011 Bern
Tel +41 31 356 61 61
bern@ecoplan.ch

Autor/in:

Sarah Hafner
André Müller
Simon Steinlin
Modellierung Gleichgewichtsmodell:
Christoph Böhringer, Universität Oldenburg
Simulationen mit Nexus-e zur Berechnung der künftigen Stromhandelspreise:
Jared Garrison, Energy Science Center ETHZ
Jonas Savelsberg, Energy Science Center ETHZ

Begleitgruppe:

Anne-Kathrin Faust, BFE (Leitung)
Stephan Betschart, ElCom
Véronique Bittner-Priez, EnDK
Meriam Bolzern, BFE
Christian Bühlmann, BFE
Sebastian Deininger, EnDK/EnFK
Wolfgang Elsenbast, BFE
Adrian Fahrni, EnDK/EnFK
Yannick Joller, EDA
Michael Kiefer, EDA
Valentine Mauron, BFE
Hélène Oeuvray, BFE
Philipp Röser, BAFU
Mathias Spicher, SECO

BFE-Vertragsnummer: SI/200471-01

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

Inhaltsverzeichnis

	Inhaltsverzeichnis	1
	Abkürzungsverzeichnis	2
	Kurzfassung.....	3
	Résumé	14
	Sintesi.....	25
1	Einleitung	36
2	Überblick über das Stromabkommen	37
3	Methodisches Vorgehen.....	41
4	Partialanalytische Auswirkungen des Stromabkommens	42
4.1	Marktkopplung und Grenzkapazitäten	44
4.2	Teilnahme an EU-Regelenergie-Plattformen und EU-Systemdienstleistungen	63
4.3	Strommarktöffnung mit Grundversorgung.....	67
4.4	Abschaffung Vorrang Langfristverträge	72
4.5	Entflechtung Verteilnetzbetreiber	74
4.6	Gegenseitige Anerkennung Herkunftsnachweise	76
4.7	Erneuerbare Brenn- und Treibstoffe	79
4.8	Einbindung in die transeuropäische Energieinfrastruktur	81
4.9	Umfeld der Schweizer Investoren in der EU	83
5	Volkswirtschaftliche Auswirkungen des Stromabkommens.....	84
5.1	Auswirkungen abgesicherter Grenzkapazitäten – Handelsgewinne/Kraftwerkszubau.....	84
5.2	Stromversorgungssicherheit	89
5.3	Umweltwirkungen	95
6	Zusammenfassende Synthese.....	97
	Anhang A: Grenzkapazitäten	103
	Anhang B: Partialanalytische Auswirkungen abgesicherter Grenzkapazitäten	105
	Anhang C: Volkswirtschaftliche Auswirkungen abgesicherter Grenzkapazitäten.....	121
	Anhang D: Umweltauswirkungen	132
	Literaturverzeichnis	135

Abkürzungsverzeichnis

ACER	EU-Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden
ATC	Available Transfer Capacities
BFE	Bundesamt für Energie
BIP	Bruttoinlandsprodukt
CH	Schweiz
CHF	Schweizer Franken
Core	Kapazitätsberechnungsregion mit ÜNB von 13 EU-Mitgliedstaaten in Zentralwest- und Osteuropa
EiCom	Eidgenössische Elektrizitätskommission (Schweizer Regulierungsbehörde im Elektrizitätsbereich)
EnG	Energiegesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber)
EPersp	Energieperspektiven des Bundesamts für Energie
EU	Europäische Union
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
FBMC	Flow-Based Market Coupling (Marktkopplung)
GW	Gigawatt
HKN	Herkunftsnachweis
IGCC	International Grid Control Cooperation – Plattform für den Ausgleich von Leistungsungleichgewichten
Italy North	Kapazitätsberechnungsregion mit Norditalien, Frankreich, Österreich, Slowenien.
LTC	Long Term Contract
MARI	Manually Activated Reserves Initiative – Plattform für <i>schnell bereitgestellte</i> Tertiärregelenergie
minRAM	Minimum Remaining Available Margin
Mrd.	Milliarde
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NTC	Net Transfer Capacity
PICASSO	Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation – Plattform für Sekundärregelenergie
PV	Photovoltaik
RED	Renewable Energy Directive der EU
SDAC	Single Day-Ahead Coupling
SDIC	Single Intraday Coupling
StromVG	Stromversorgungsgesetz
Swissgrid	Schweizer Übertragungsnetzbetreiberin
TERRE	Trans European Replacement Reserve Exchange – Plattform für <i>langsam bereitgestellte</i> Tertiärregelenergie
TWh	Terawattstunden
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan der ENTSO-E
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber

Kurzfassung

Ausgangslage und Ziel der Studie

Im Frühjahr 2024 haben die Europäische Union (EU) und die Schweiz Verhandlungen eröffnet mit dem Ziel, die bilateralen Beziehungen zu stabilisieren und weiterzuentwickeln. Die Verhandlungen zum sogenannten breiten Paketansatz wurden am 20. Dezember 2024 materiell beendet. Grundpfeiler des Pakets ist der sektorielle, hindernisfreie Zugang zum EU-Binnenmarkt. Das Paket umfasst die Aktualisierung der fünf bestehenden Binnenmarktabkommen (Landverkehr, Luftverkehr, Landwirtschaft, gegenseitige Anerkennung von technischen Konformitätsbewertungen, Personenfreizügigkeit), neue Binnenmarktabkommen in den Bereichen Strom und Lebensmittelsicherheit, neues Kooperationsabkommen zu Gesundheit, neues Programmabkommen in den Bereichen Bildung, Forschung, Innovation und Gesundheit sowie einen regelmässigen Schweizer Beitrag an die wirtschaftliche und gesellschaftliche Kohäsion in der EU.

Das Ziel der vorliegenden Studie ist die Analyse der volkswirtschaftlichen Auswirkungen des ausgehandelten Stromabkommens zwischen der Schweiz und der EU.

Stromabkommens-Bestandteile und ihre volkswirtschaftliche Relevanz

Die Abbildung 2 zeigt ausgewählte Bestandteile des Stromabkommens und ihre Relevanz aus einer volkswirtschaftlichen Perspektive. Wichtigste Bestandteile des Stromabkommens sind die Marktkopplung und die völkerrechtliche Absicherung der Grenzkapazitäten. Ebenfalls wichtig sind der Zugang zu den Plattformen der EU für Regelenenergie und den weiteren EU-Systemdienstleistungen sowie die Öffnung des heimischen Strommarktes für Endkunden mit geringem Verbrauch (freie Wahl des Stromlieferanten).

Abbildung 1: Kurze Erläuterung zu den wichtigsten Fachbegriffen

Begriff	Kurze Erläuterung
Grenzkapazität / NTC	Strom-Übertragungskapazitäten zwischen verschiedenen Ländern, also bspw. zwischen der Schweiz und Deutschland, Frankreich, Italien und Österreich. Die «Net Transfer Capacity» (NTC) bezeichnet die zur Verfügung stehende Netztransferkapazität bzw. Grenzkapazität.
Marktkopplung	Zusammenschluss der Märkte («Day-Ahead-Markt», «Intraday-Markt», integrierte Märkte für (Grenz-)Kapazitäten und Energie) zu einem europäischen Strombinnenmarkt. Mit der Marktkopplung werden die begrenzt verfügbaren Grenzkapazitäten effizient genutzt und die regionalen Preisunterschiede reduziert.
Systemdienstleistungen	Die Systemdienstleistungen sichern den Betrieb der Stromversorgung. Die Übertragungsnetzbetreiber und die Verteilnetzbetreiber sind für den sicheren Systembetrieb verantwortlich.
Regelenenergie	Im Stromnetz müssen Stromproduktion und -verbrauch immer ausgeglichen bzw. «stabil» sein. Abweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch werden mit der Regelenenergie ausgeglichen und so die Netzstabilität aufrechterhalten. Die Regelenenergie ist Teil der Systemdienstleistungen.
Stromsystemkosten	Jährlich in der Schweiz anfallende Kosten (Kapital-, Betriebs- und Energiekosten) für das Schweizer Stromsystem.

Abbildung 2: Ausgewählte Bestandteile des Stromabkommens und ihre volkswirtschaftliche Relevanz

Bestandteil des Stromabkommens	Methode zur Analyse der Auswirkungen	Volkswirtschaftliche Auswirkungen (Relevanz für Wohlfahrt und Wirtschaftsaktivität der Schweiz)
Marktkopplung und völkerrechtliche Absicherung der Grenzkapazitäten	Quantitativ (<i>Stromhandelsmodell und Mehrländer-Gleichgewichtsmodell</i>)	Potenziell substanzielle Auswirkungen: Potenziell höhere Handelsgewinne, tiefere Stromsystemkosten
	Qualitativ	Substanzielle Auswirkungen: Effizienzgewinne im impliziten Handel (also bei simultan gehandeltem Strom und Grenzkapazität), tiefere Kosten für Netzstabilität (weniger Bedarf an Regenergie, Redispatch, Netzverstärkungen und -ausbauten)
Zugang zu Regenergiemärkten	Qualitativ	Substanzielle Auswirkungen: Tiefere Kosten für die Beschaffung von Regenergie für die Schweiz. Handelsopportunitäten für die Schweizer Stromwirtschaft zum Angebot von Regenergie auf ausländischen Märkten.
Strommarktöffnung mit Grundversorgung (freie Wahl des Stromlieferanten)	Qualitativ	Geringe Auswirkungen: In der Tendenz positiv für Haushalte und Kleinkunden, gewisse Tendenz zur Konsolidierung bei den EVUs
Abschaffung Vorrang Long Term Contracts (LTC)	Qualitativ	Geringe Auswirkung
Entflechtung Verteilnetzbetreiber	Qualitativ	Geringe Auswirkung
Gegenseitige Anerkennung von Herkunftsnachweisen (HKN)	Qualitativ	Geringe Auswirkung

Legende: geringe Auswirkungen = aus volkswirtschaftlicher Sicht keine bedeutenden Änderungen infolge eines Stromabkommens im Vergleich zu einer Situation ohne Stromabkommen.
substanzielle Auswirkungen = die aus volkswirtschaftlicher Sicht wichtigsten positiven Änderungen infolge eines Stromabkommens im Vergleich zu einer Situation ohne Stromabkommen.

Auswirkungen auf das Stromsystem: Überblick

Das Stromabkommen zwischen der Schweiz und der EU ermöglicht der Schweiz die gleichberechtigte Teilnahme am EU-Strombinnenmarkt. Insbesondere ermöglicht das Stromabkommen der Schweiz die Teilnahme am «Single Day Ahead Coupling» sowie am «Single Intraday Coupling» der EU und an der EU-Kapazitätsberechnung und -allokation. Dies erhöht die Effizienz des Stromsystems, da die für den Stromhandel verfügbaren Grenzkapazitäten völkerrechtlich abgesichert werden, der Stromhandel vereinfacht wird und indem ungeplante Lastflüsse und der Bedarf für Redispatch – das sind Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber in die Kraftwerkssteuerung zur Vermeidung oder Behebung von Netzengpässen – reduziert werden. Weiter sichert das Stromabkommen auch die vollumfängliche Teilnahme an den europäischen Regenergieplattformen ab. Damit kann die Netzstabilität bei geringeren Regenergiekosten erhöht werden. Dies alles stärkt die Versorgungssicherheit der Schweiz und fördert den Stromhandel mit der EU.

Auswirkungen auf das Stromsystem: Grenzkapazitäten

Mit dem Stromabkommen werden die zur Verfügung stehenden Stromimport- und -exporttransportkapazitäten (Grenzkapazitäten) auf eine völkerrechtlich verbindliche Basis gestellt. Grundsätzlich können die Grenzkapazitäten auch über privatrechtliche technische Kooperationen mit den Übertragungsnetzbetreibern benachbarter Regionen abgesichert werden. Diese müssten allerdings periodisch erneuert und von den nationalen Regulierungsbehörden genehmigt werden – mit jeweils offenem Ausgang. Weiter gibt es zurzeit keine Basis für diese privatrechtlichen Verträge im EU-Recht und damit keine Rechtssicherheit. Es besteht also ohne Stromabkommen eine erhebliche Unsicherheit in Bezug auf die zur Verfügung stehenden Import- und Exportkapazitäten.

Um die Bandbreite des möglichen Nutzens abgesicherter Grenzkapazitäten abzuschätzen, wurden zwei Szenarien definiert (vgl. Abbildung 3): Im **Szenario «Marktkopplung»** wird mit Grenzkapazitäten gerechnet, welche gemäss heutigem Stand des Wissens eine Situation mit einem Stromabkommen – also der vollständigen Teilnahme der Schweiz am Strombinnenmarkt – illustrieren. Das **Szenario «Keine Kooperation»** ist ein Extremszenario. Es beschreibt eine Entwicklung ohne Stromabkommen, in der die Grenzkapazitäten stark reduziert werden, was die Import- und Exportmöglichkeiten der Schweiz erheblich einschränkt. Die EU-Mitgliedstaaten und insbesondere die Schweizer Nachbarstaaten haben zwar auch ohne Stromabkommen ein grosses Eigeninteresse an einem effizient funktionierenden Stromhandel mit der Schweiz. Es gibt jedoch vor allem regulatorische und wirtschaftliche Gründe, die zu einer starken Reduktion der Grenzkapazitäten führen könnten, wie sie das Szenario «Keine Kooperation» beschreibt. Unter den wirtschaftlichen Gründen ist bspw. die Reduktion von Redispatchkosten in Nachbarstaaten auf Kosten der Schweiz zu verstehen. Zu den regulatorischen Gründen gehören die Umsetzung des Kriteriums der EU, dass bis Ende 2025 70 Prozent der für den Stromaustausch relevanten Netzkapazitäten dem Handel zur Verfügung stehen müssen, wobei der Umgang mit Netzkapazitäten gegenüber Drittstaaten wie der Schweiz EU-rechtlich nicht geregelt ist. Konkret kann es sein, dass die Nachbarstaaten Grenzkapazitäten zur Schweiz reduzieren, um das Einhalten der 70 Prozent Regel gewährleisten zu können. Ausserdem werden ohne Stromabkommen die Grenzkapazitäten weiterhin explizit (und nicht implizit wie im Falle einer Marktkopplung) für die Schweiz vergeben. Je nach Berechnungsmethode können mehr oder weniger geringe Grenzkapazitäten für die Schweiz resultieren. In der vorliegenden Studie wird auf Basis von Swissgrid-Berechnungen im Szenario «Keine Kooperation» im Vergleich zum Szenario «Marktkopplung» eine Reduktion der Grenzkapazitäten um -60 % (Exporte) bzw. -68 % (Importe) unterstellt.

Die nachfolgende Abbildung 4 zeigt die Annahmen für die beiden Szenarien «Marktkopplung» und «Keine Kooperation».

Abbildung 3: Kontext und Grenzkapazitäts-Annahmen zu den zwei Szenarien «Marktkopplung» und «Keine Kooperation» (Grenzkapazitäten gelten für die Jahre ab 2035)

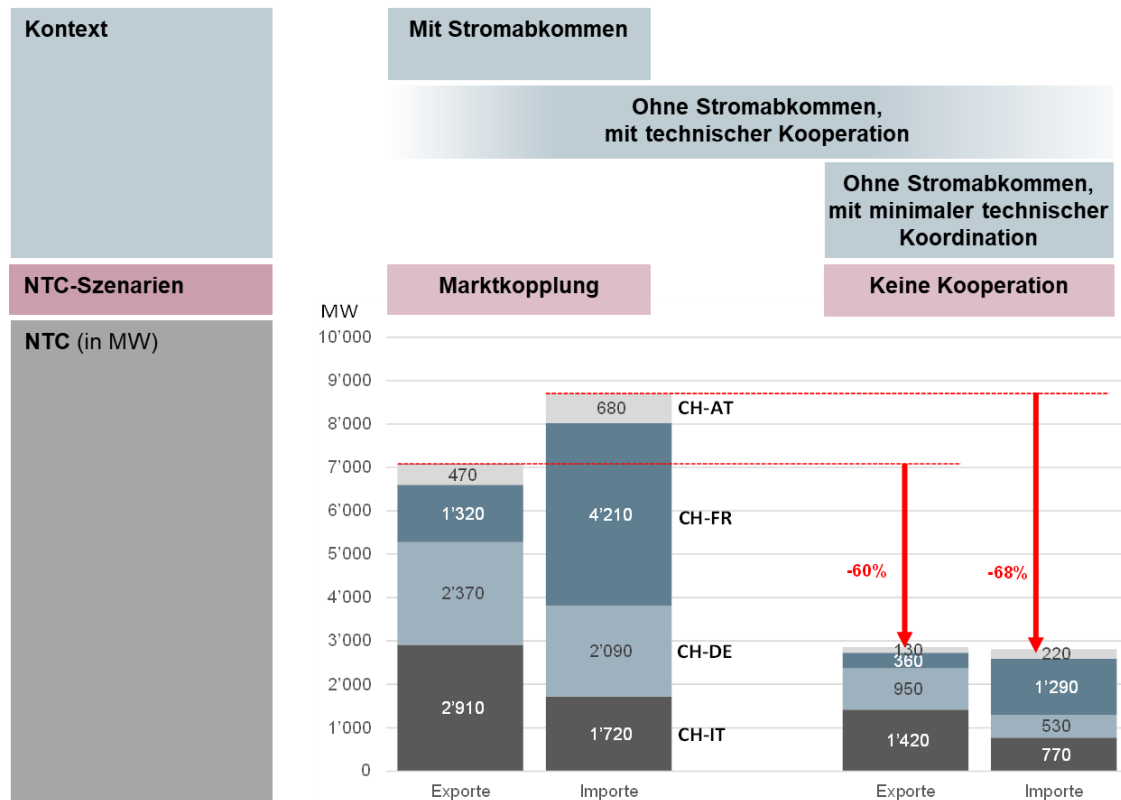


Abbildung 4: Szenario «Marktkopplung» und «Keine Kooperation» im Überblick

	Szenario «Marktkopplung»	Szenario «Keine Kooperation»
Kontext	Die Schweiz schliesst ein Stromabkommen mit der EU ab und ist integriert in den europäischen Strommarkt.	Die Schweiz schliesst kein Stromabkommen mit der EU ab und koordiniert mit den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) benachbarter Regionen das Nötigste für den Stromaus-tausch.
Grenzkapazitäten	– Im gekoppelten Strommarkt effizient zugeteilte Grenzkapazitäten. – Die Grenzkapazitäten sind völkerrechtlich abgesichert. Annahme zu den Grenzkapazitäten (MW = Megawatt): – Exporte: 7070 MW – Importe: 8700 MW	– Der Schweiz stehen nur geringe Grenzkapazitäten zur Verfügung. – Die Grenzkapazitäten sind periodisch mit den ÜNB benachbarter Regionen auszuhandeln: Annahme zu den Grenzkapazitäten: – Exporte: 2860 MW – Importe: 2810 MW
Richtwert für maximalen Nettoimport im Winter	Kein maximaler Richtwert für Winterimporte.	Heute geltender Richtwert der Schweiz von maximal 5 TWh Winterstromimporten wird angewandt.
Versorgungssicherheit in Bezug auf Strommangel-lagen im Winter	Sichergestellt durch einen Ausbaupfad gemäss den Zielen für den Ausbau der Produktion von Elektrizität aus Erneuerbaren Energien im Energiegesetz (EnG) und den gekoppelten Strommarkt sowie genügend Grenzkapazitäten mit den Nachbar-ländern.	Sichergestellt durch einen Ausbaupfad gemäss den Zielen für den Ausbau der Produktion von Elektrizität aus Erneuerbaren Energien im Energiegesetz (EnG) sowie zusätzliche Kraftwerksbauten im Inland.

Aufgrund der weiter oben aufgeführten regulativen und wirtschaftlichen Gründe ist unklar, inwieweit eine für die Schweiz vorteilhafte **technische Kooperation** zwischen den Übertragungsnetzbetreiber bei einem Scheitern des Stromabkommens noch möglich ist, und welche Grenzkapazitäten aus dieser Kooperation resultieren könnten. Grenzkapazitäten zwischen den beiden Szenarien «Marktkopplung» und «Keine Kooperation» könnten in diesem Fall das Ergebnis der privatrechtlichen Vereinbarungen sein (illustriert durch den Farbverlauf in der vorgängigen Abbildung 3). Weil diese privatrechtlichen Vereinbarungen periodisch erneuert werden müssten, besteht grosse Unsicherheit über die langfristig zur Verfügung stehenden Grenzkapazitäten. Folge dieser Unsicherheit ist, dass aus Sicherheitsgründen das Stromsystem in der Schweiz anders geplant wird (mehr Kraftwerkszubauten). Die verbleibende Unsicherheit ist grundsätzlich ungünstig, u.a. weil sie im Extremfall aus Absicherungsgründen ineffiziente zusätzliche Investitionen in die Erzeugung induzieren kann und die Versorgungssicherheit weniger verlässlich absichert. Auf jeden Fall bietet eine technische Kooperation eine deutlich geringere Rechtssicherheit als ein Stromabkommen.

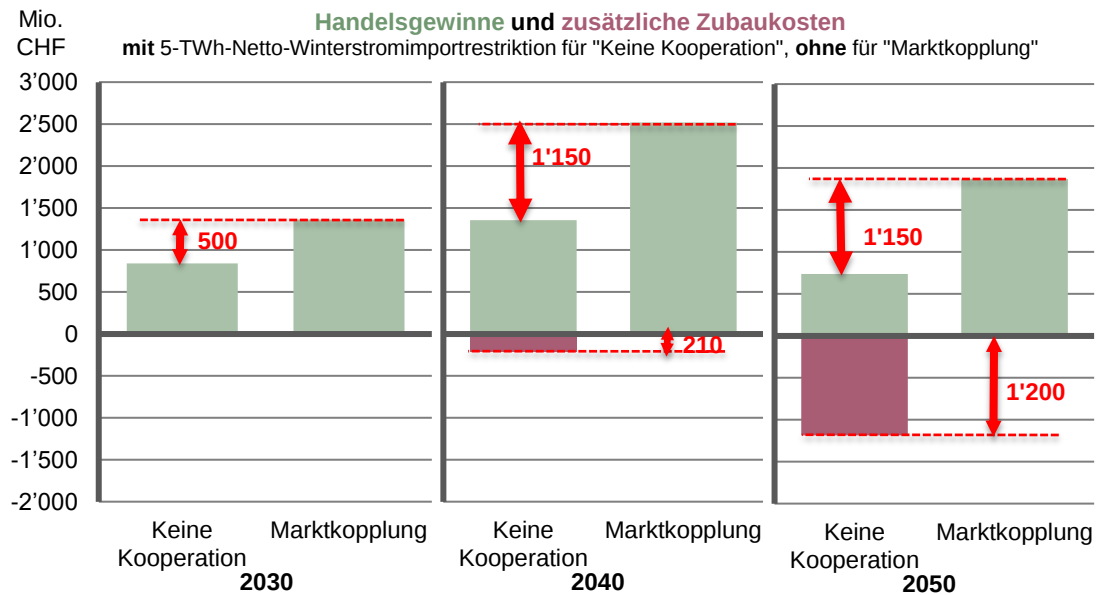
Der hauptsächliche Nutzen der völkerrechtlichen Absicherung der Grenzkapazitäten durch das Stromabkommen kann auf Basis von Berechnungen mit einem Stromhandelsmodell wie folgt quantifiziert werden (vgl. Abbildung 5):

- *Bessere Stromversorgungslage – geringere Stromsystemkosten:* Mit einem Stromabkommen wird durch die Marktkopplung insbesondere die Versorgungslage im Winter gestärkt. Der Ausbau von Wind, Photovoltaik und Wasserkraft gemäss den im Energiegesetz verankerten Zielen für erneuerbare Energien setzen zusammen mit dem Stromabkommen den Grundstein dafür, dass die Nachfrage auch im Winter gedeckt werden kann. Sofern die Grenzkapazitäten mit der Schweiz stark eingeschränkt würden, müsste die Schweiz ihr Stromsystem weiter ausbauen und somit mit höheren Stromsystemkosten rechnen, um eine äquivalente Versorgungslage zu erreichen. Stellt man diesen Ausbau des Stromsystems in Form von zusätzlicher Stromproduktion im Inland dar, so müssten zusätzlich zum Ausbau der erneuerbaren Energien gemäss geltenden gesetzlichen Zielen weitere heimische Kraftwerke zur Produktion von Winterstrom gebaut werden, um im Jahr 2050 eine äquivalente Versorgungslage zu garantieren. So wären bis ins Jahr 2050 – ceteris paribus – zusätzliche heimische Kraftwerke zur Produktion von Winterstrom mit jährlichen Gesamtkosten (Kapital-, Betriebs- und Energiekosten) in der Grössenordnung von jährlich rund 1 Mrd. CHF notwendig. Die Schweiz müsste also ohne Stromabkommen und bei beschränkten Stromimporten insgesamt mehr Strom produzieren und hätte höhere Systemkosten, um dieselbe Winter-Versorgungslage zu garantieren wie mit einem Stromabkommen. So darf die Schweiz also dank der völkerrechtlichen Absicherung der Grenzkapazitäten mit niedrigeren Stromsystemkosten rechnen, als es ohne eine solche Absicherung der Fall wäre.

Anmerkung: In dieser Studie werden die Einsparungen bei den Systemkosten, die sich aus der Absicherung der Grenzkapazitäten ergeben, mittels eines Stromhandelsmodells gerechnet. Es handelt sich also nicht um eine System-Adequacy-Analyse. Die vorliegende Studie kann daher nicht als Basis für den Bedarf an Reservekraftwerke herangezogen werden.

- **Absicherung von Handelsmöglichkeiten:** Mit der völkerrechtlich verbindlichen Absicherung der Grenzkapazitäten können im Zeitraum 2030 bis 2050 potenziell zusätzliche Handelsgewinne im Umfang von jährlich bis zu über 1 Mrd. CHF gesichert werden.

Abbildung 5: Handelsgewinne und Zusatzkosten des Stromsystems (= zusätzliche Zubaukosten) im Vergleich der Szenarien «Keine Kooperation» und «Marktkopplung» [Mio. CHF/Jahr]



Anmerkung: Unter «**zusätzliche Zubaukosten**» sind die jährlichen Kosten zu verstehen, die durch den Bau und Betrieb (Kapital-, Betriebs- und Energiekosten) von heimischen Kraftwerken entstehen, die zusätzlich zum Ausbau der erneuerbaren Energien gemäss geltenden gesetzlichen Zielen gebaut werden, um bei beschränkten Grenzkapazitäten eine äquivalente Versorgungslage zu garantieren.

Auswirkungen auf die Volkswirtschaft (Strompreise, BIP, Wohlfahrt usw.)

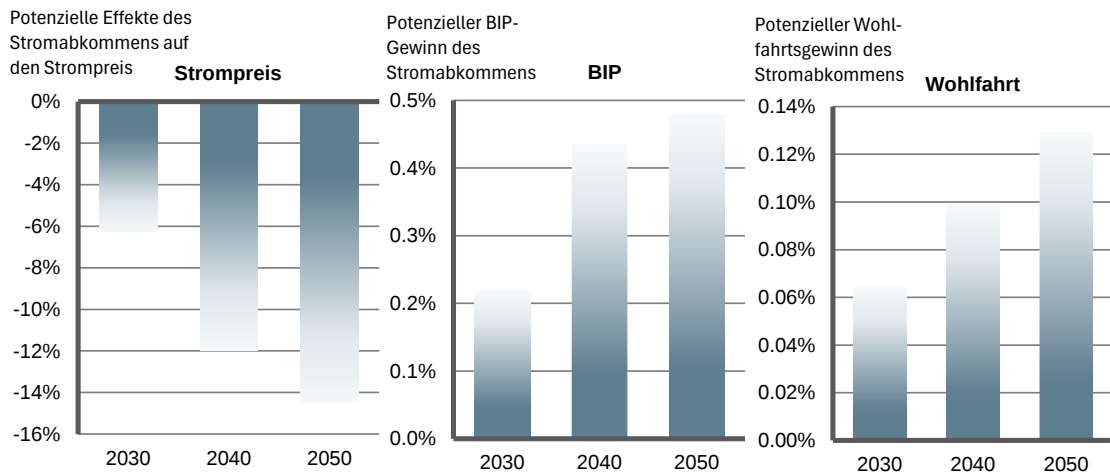
Die volkswirtschaftlichen Effekte eines Stromabkommens können nur grob abgeschätzt werden und beschränken sich auf einen wichtigen Teilaspekt des Stromabkommens: Die völkerrechtliche Absicherung der Grenzkapazitäten. Mit welchen Grenzkapazitäten die Schweiz ohne Stromabkommen mit oder ohne technische Kooperation rechnen kann, ist unsicher. Daher ist auch unsicher, wie hoch der quantitative Nutzen einer mittels Stromabkommen völkerrechtlich abgesicherten Grenzkapazität ist.

Die volkswirtschaftlichen Auswirkungen eines Stromabkommens können – im Vergleich zu stark eingeschränkten Grenzkapazitäten ohne Stromabkommen und ohne technische Kooperation über privatrechtliche Verträge – wie folgt zusammengefasst werden (vgl. Abbildung 6 und Abbildung 7):

- Das Stromabkommen führt in der Tendenz zu tieferen Strompreisen (durchschnittlicher Endkundenpreis für Energie und Netznutzung) im Inland, sofern mit einem

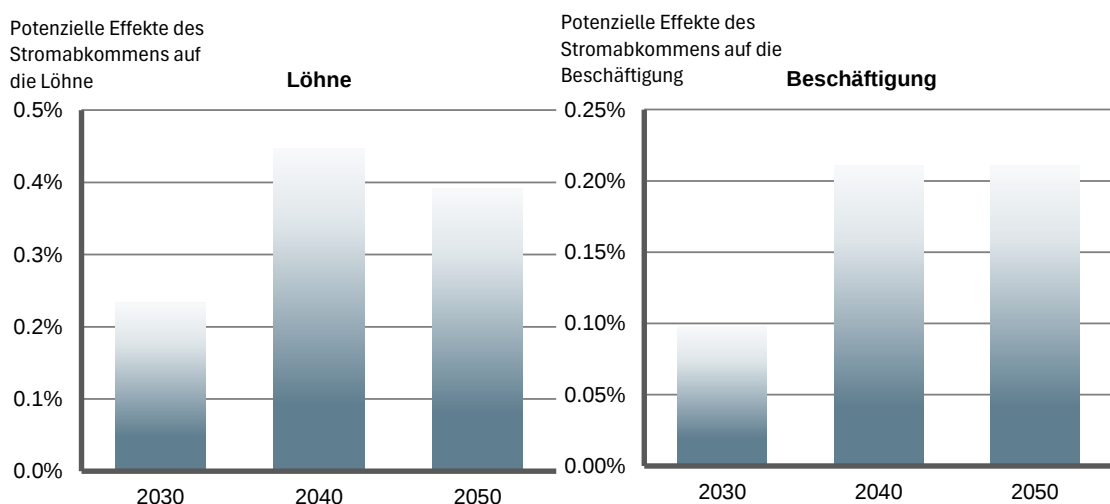
Stromabkommen vor allem die Import-Grenzkapazitäten höher liegen als ohne Stromabkommen. Mit dem Stromabkommen liegen die Strompreise im Vergleich zu einem Szenario ohne Abkommen im Jahr 2050 um bis zu 14 % tiefer.

Abbildung 6: Potenzielle Auswirkungen des Stromabkommens (völkerrechtliche Absicherung der Grenzkapazitäten) auf den Strompreis, auf das Bruttoinlandsprodukt (BIP) und die Wohlfahrt



Lesehilfe: Mit welchen Grenzkapazitäten die Schweiz ohne Stromabkommen mit oder ohne technische Kooperation rechnen kann, ist unsicher. Daher ist auch unsicher, wie hoch der quantitative Nutzen einer mittels Stromabkommen völkerrechtlich abgesicherten Grenzkapazität ist. Der Farbverlauf in der Abbildung illustriert diese Unsicherheit.

Abbildung 7: Potenzielle Auswirkungen des Stromabkommens (völkerrechtliche Absicherung der Grenzkapazitäten) auf Löhne und Beschäftigung



- Mit den tieferen Strompreisen zeigt sich ein höheres Bruttoinlandsprodukt (BIP) – also eine höhere Wirtschaftsaktivität. Tiefere Strompreise stärken die Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Wirtschaft – insbesondere für die stromintensiven Sektoren – und verbessern

die Kaufkraft der Haushalte, was letztendlich für ein höheres BIP verantwortlich ist. Der potenzielle BIP-Gewinn durch das Stromabkommen könnte – bei einem Vergleich mit stark eingeschränkten Grenzkapazitäten (Szenario «Keine Kooperation») – im Jahr 2050 knapp 0.5 % betragen.

- Höhere Grenzkapazitäten mit einem Stromabkommen haben – wenn auch überschaubare – positive Auswirkungen auf die Wohlfahrt (die Wohlfahrt entspricht den Konsum- und Freizeitmöglichkeiten der Haushalte).
- Die tieferen Strompreise und erhöhte Wirtschaftsaktivität führen zu höheren Löhnen (potenziell bis gut +0.4 %) und einer leichten Zunahme der Beschäftigung (potenziell bis rund +0.2 %).

Auswirkungen auf die Stromwirtschaft

Die Stromwirtschaft kann – wie oben erwähnt – mit einem Stromabkommen ihre Handelsgewinne absichern bzw. zusätzliche Handelsgewinne erzielen. Die Handelsgewinne, wie sie in der vorliegenden Studie berechnet werden, erwirtschaftet in erster Linie die im internationalen Stromhandel tätige Schweizer Stromwirtschaft. Es sind dies Unternehmen wie bspw. Axpo, Alpiq, BKW und Repower, die selbst über einen Kraftwerkspark verfügen und mit dem internationalen Stromhandel ihre Kraftwerke optimiert einsetzen können. Die Handelsgewinne stärken die im internationalen Stromhandel tätigen Schweizer Stromunternehmen – dies mit Folgen für die Investitions- und Innovationskraft dieser Unternehmen: Gewinne jeglicher Art, also auch **Handelsgewinne, stärken die Investitions- und Innovationskraft** der Schweizer Stromwirtschaft. Eine hohe Innovationskraft erleichtert den Energiesystemumbau zur Erreichung des Netto-Null-Ziels. Die Investitionskraft braucht es, um den Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion voranzutreiben.

Das Stromabkommen sichert die gegenseitige **Anerkennung der Herkunftsnachweise** (HKN) und erweitert das Absatzgebiet der Schweizer HKN um den EU-Markt. Allerdings fällt mit dem Stromabkommen der Pflichtanteil an einheimischem Strom in der Grundversorgung weg. Der potenziellen Nachfrage nach Schweizer HKN aus der EU steht also der Wegfall des Pflichtanteils an einheimischer Strom in der Grundversorgung entgegen. Der Gesamteffekt auf die Preise der Schweizer HKN ist aktuell unklar.

Mit dem Stromabkommen würden die noch bestehenden Einspeisevorränge für Strom aus langfristigen Verträgen (**Long-Term Contracts, LTC**) mit französischen Kraftwerken aufgelöst. Bei den LTC handelt es sich um Abrufoptionen auf Energie aus Kernkraftwerken zu einem vertraglich festgelegten Preis, die gleichzeitig den vorrangigen, das heisst garantierten Zugang zu grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten beinhalten. Die LTC-Halter werden während einer Übergangsfrist von sieben Jahren aber finanziell entschädigt. Wasserkraftwerke an der Schweizer Grenze mit bestehenden und geringfügigen Einspeisevorrängen unter 65 MW können diese während einer Übergangsfrist von 15 Jahren ab Inkrafttreten beibehalten. Die aktuell für die Schweizer LTC-Halter reservierten Grenzkapazitäten gehen neu an den Markt, was die Markteffizienz erhöht und zusätzliche Engpasserlöse für die Übertragungsnetzbetreiber generiert. Dies kann zur Senkung der Netzkosten beitragen, die allen Stromkonsumenten

tinnen und Stromkonsumenten verrechnet werden. Die ökonomischen Renten der heutigen LTC-Halter werden künftig letztlich also den Stromkonsumentinnen und Stromkonsumenten zugutekommen.

Die **Strommarktöffnung für alle Endverbraucherinnen und Endverbraucher** bringt mehr Wettbewerb für die Strombranche und einen gesteigerten Effizienzdruck. Haushalte und KMU profitieren von den erweiterten Wahlmöglichkeiten (insbesondere, wenn ihr Grundversorger hohe Tarife hat). Auch schafft das Stromabkommen mit der vollständigen Marktöffnung neue Möglichkeiten für Produkt- und Prozessinnovationen, sowie die Entwicklung von neuen Geschäftsmodellen. Die Strommarktöffnung für alle Endverbraucherinnen und Endverbraucher dürfte auch zu einer – bereits durch die Digitalisierung und höhere Komplexität stattfindenden – leichten Konsolidierung der Schweizer Stromwirtschaft führen. Eine gewisse Strompreiskonvergenz innerhalb der Schweiz ist zu erwarten.

Gemäss dem aktuellen schweizerischen Stromversorgungsgesetz (StromVG) müssen Verteilnetzbetreiber (VNB) in der Schweiz buchhalterisch und informatorisch von anderen Teilen der Stromwirtschaft entflochten sein. Mit dem Stromabkommen ist eine zusätzliche rechtliche und organisatorische **Entflechtung von grossen VNB** mit mehr als 100'000 Kunden gefordert. Dies betrifft wenige VNB in der Schweiz. Die Vermögenswerte des Netzbetreibers können beim gleichen Eigentümer verbleiben. Zu einer Zerschlagung von Stromversorgungsunternehmen kommt es damit nicht. Die Entflechtung wird bei wenigen Verteilnetzbetreibern zu einmaligen Transaktionskosten führen. Längerfristig darf jedoch mit positiven Effekten auf den Wettbewerb und die Effizienz gerechnet werden.

Auswirkungen auf die öffentliche Hand

Die öffentliche Hand ist Haupteignerin der Schweizer Stromunternehmen: Die Schweizer Energieversorgungsunternehmen (EVU) sind zu fast 90 % in Besitz der öffentlichen Hand, d.h. der Kantone und Gemeinden. Nur etwa 8 % sind in privatem Schweizer Besitz, 2 % gehören ausländischen Investoren.¹ Gewinne dieser EVUs kommen letztlich den Eignern, also vorab der öffentlichen Hand, zugute – in Form von Gewinnausschüttungen und/oder steigenden Unternehmensbewertungen. Die öffentliche Hand kann zumindest teilweise und indirekt an den Handelsgewinnen partizipieren. Letztlich profitieren Bürgerinnen und Bürgern – entweder können sie von zusätzlichen staatlichen Leistungen profitieren oder die Steuerzahlenden werden entlastet.

Auswirkungen auf die Stromkonsumentinnen und Stromkonsumenten

Die Stromkonsumentinnen und Stromkonsumenten dürfen vom Stromabkommen – ceteris paribus – tiefere Strompreise erwarten. Tiefere Strompreise resultieren aufgrund eines effizienteren Handels auf den Day-Ahead- und Intraday-Märkten, aber auch auf den Regelenergiemärkten. Weiter ist zu erwarten, dass mit dem Stromabkommen und der vollständigen

¹ <https://www.avenir-suisse.ch/stattliche-gewinne-staatlicher-stromversorger/>

Integration der Schweiz in den europäischen Strombinnenmarkt weniger ungeplante Lastflüsse entstehen und dadurch weniger kostspielige Abhilfemassnahmen (Redispatch) notwendig sind. All dies führt zu tieferen Kosten und letztlich auch zu tieferen Strompreisen für die Stromkonsumentinnen und Stromkonsumenten. Diese Effizienzgewinne wurden in der vorliegenden Studie nicht quantifiziert. Sie verbessern jedoch die relativen Preise und die Wettbewerbssituation für Schweizer Unternehmen.

Die heimischen Strompreise reagieren stark auf Beschränkungen bei den Export- und Importkapazitäten. Der völkerrechtlichen Absicherung der Grenzkapazitäten durch das Stromabkommen kommt daher zentrale Bedeutung zu. Mit einem Stromabkommen könnten die Strompreise im Jahr 2050 bis zu 14 % tiefer liegen als ohne Stromabkommen. In einem solchen Falle würde der Umsatz (Bruttoproduktionswert) von stromintensiven Unternehmen um bis zu rund 2 % höher liegen. Auch die Haushalte würden von tieferen Strompreisen und höheren Löhnen profitieren. Insbesondere Haushalte mit geringerem Einkommen profitieren tendenziell mehr, da sie anteilmässig mehr von ihrem Einkommen für Strom ausgeben und das Arbeitseinkommen einen höheren Anteil am Gesamteinkommen ausmacht als bei reicheren Haushalten – also stärker von den tieferen Strompreisen und höheren Löhnen profitieren.

Weiter bringt die Strommarktöffnung – sofern die kleineren Endkunden wechselbereit sind – Vorteile für die kleineren Endkunden. Bei hohen Strompreisen im freien Markt wechseln die kleineren Endkunden in die Grundversorgung und profitieren von den tieferen Stromgestehungskosten in der Schweiz. Dies gilt insbesondere für Endkunden von EVUs mit hohem Eigenproduktionsanteil und der Annahme, dass die Gestehungskostenregulierung fortgeführt wird. Bei tiefen Strommarkt- bzw. -importpreisen optieren kleinere Endkunden für den freien Markt. Insgesamt führt die Strommarktöffnung für alle Endverbraucherinnen und Endverbraucher – zumindest in dieser idealen, wechselbereiten Welt – zu einer Verschiebung von Produzentenrenten zu Konsumentenrenten – die kleineren Verbraucher werden also per Saldo bessergestellt. Diese Besserstellung der Kleinverbraucher gilt unabhängig davon, wie künftig die Grundversorgung geregelt wird. Die Grundversorgung kann je nach Regulierung den Endverbraucher oder den Netzbetreiber bzw. Produzenten absichern. Entscheidend ist, dass mit der Strommarktöffnung auch die kleineren Endverbraucher die Wahlfreiheit erhalten, am Markt teilzunehmen oder in der Grundversorgung zu verbleiben. Damit können sie – je nach Grundversorgungsregulierung – den Nachteilen in der Grundversorgung ausweichen oder von deren Vorteilen profitieren.

Auswirkungen auf die Stromversorgungssicherheit

Die Schweiz erreicht mit einem Stromabkommen ein höheres Niveau von Versorgungssicherheit bei gleichzeitig tieferen Kosten als ohne Stromabkommen mit der EU. Ein Stromabkommen mit der EU reduziert das Risiko eines grossflächigen Stromausfalls («Blackout») oder einer Strommangellage (um wieviel sich dieses Risiko reduziert, kann im Rahmen dieser Studie keine Aussage gemacht werden) mit potenziell sehr hohen volkswirtschaftlichen Kosten (Produktionsausfälle, Gefährdung Leib und Leben, Reputationsverlust Wohn- und Wirtschaftsstandort Schweiz).

Auswirkungen auf die Umwelt

Die Umweltauswirkungen eines Stromabkommens mit der EU sind insgesamt positiv, dürften aber eher gering sein. Sie ergeben sich in erster Linie aus den Handelsmöglichkeiten mit der EU sowie aus den allgemeinen Effizienzgewinnen durch die Marktkopplung und dem damit verbundenen geringeren Ausbau der Energieerzeugungsinfrastruktur. Der geringere Energieinfrastrukturausbau hätte geringere Auswirkungen auf die Umwelt – in erster Linie auf die Landschaft, Naturräume und die Biodiversität. Ebenso fallen weniger Treibhausgasemissionen an, die bei der Herstellung, Installation und Entsorgung der Stromproduktionsanlagen Treibhausgasemissionen entstehen.

Résumé

Contexte et objectif de l'étude

Au printemps 2024, l'Union européenne (UE) et la Suisse ont lancé des négociations dans le but de stabiliser et de développer leurs relations bilatérales. Les négociations au sujet de l'approche dite « large approche par paquet » se sont terminées matériellement le 20 décembre 2024. Le paquet repose en premier lieu sur un accès sans entraves au marché intérieur de l'UE dans divers domaines. Il comprend l'actualisation des cinq accords existants sur le marché intérieur (transports terrestres, transport aérien, agriculture, reconnaissance mutuelle en matière d'évaluation de la conformité, libre circulation des personnes), de nouveaux accords sur le marché intérieur dans les domaines de l'électricité et de la sécurité alimentaire, un nouvel accord de coopération dans le domaine de la santé, un nouvel accord sur des programmes dans les domaines de la formation, de la recherche, de l'innovation et de la santé ainsi qu'une contribution suisse régulière à la cohésion économique et sociale dans l'UE.

La présente étude a pour but d'analyser les effets économiques de l'accord sur l'électricité négocié entre la Suisse et l'UE.

Composantes de l'accord sur l'électricité et leur importance économique

La figure 2 montre une sélection de composantes de l'accord sur l'électricité et leur importance du point de vue économique. Le couplage des marchés et la garantie par le droit international de capacités transfrontalières constituent les éléments principaux de l'accord sur l'électricité. L'accès aux plateformes de l'UE pour l'énergie de réglage et aux autres services-système de l'UE, de même que l'ouverture du marché suisse de l'électricité pour les clients finaux présentant une faible consommation (libre choix du fournisseur) sont également importants.

Figure 1 : Définition des principaux termes spécialisés

Terme	Définition
Capacités trans-frontalières / NTC	Capacités de transport d'électricité entre différents pays, par exemple entre la Suisse et l'Allemagne, la France, l'Italie ou l'Autriche. La « capacité nette de transfert » (« Net Transfer Capacity », NTC) désigne les capacités de transport disponibles sur le réseau, en l'occurrence les capacités transfrontalières.
Couplage des marchés	Regroupement des marchés (marchés « day-ahead », « intraday », marchés intégrés pour les capacités [transfrontalières] et pour l'énergie) en vue de former un marché intérieur européen de l'électricité. Le couplage des marchés permet une utilisation efficace des capacités transfrontalières, dont la disponibilité est limitée, et une réduction des différences de prix entre les régions.
Services-système	Les services-système garantissent le bon fonctionnement de l'approvisionnement en électricité. Les gestionnaires de réseau de transport et les gestionnaires de réseau de distribution sont responsables de l'exploitation sûre du réseau.
Énergie de réglage	Dans le réseau électrique, la production et la consommation d'électricité doivent toujours s'équilibrer et être « stables ». Tout écart entre la production et la consommation est compensé par de l'énergie de réglage, afin de préserver la stabilité du réseau. L'énergie de réglage fait partie des services-système.
Coûts du système électrique	Coûts annuels occasionnés en Suisse pour le système électrique suisse (coûts de capital, d'exploitation et d'énergie).

Figure 2 : Sélection de composantes de l'accord sur l'électricité et leur importance économique

Composante de l'accord sur l'électricité	Méthode d'analyse des impacts	Impacts économiques (importance pour la prospérité et l'activité économique de la Suisse)
Couplage des marchés et garantie par le droit international de capacités transfrontalières	Quantitative (<i>modèle de négoce d'électricité et modèle d'équilibre à plusieurs pays</i>)	Conséquences potentiellement notables : bénéfices commerciaux potentiellement plus élevés, coûts du système électrique plus bas
	Qualitative	Conséquences notables : gains d'efficacité dans le négoce implicite (avec électricité et capacités transfrontalières négociées simultanément), coûts plus bas pour la stabilité du réseau (besoins moindres en énergie de réglage, redispatching, renforcement du réseau et agrandissements)
Accès aux marchés de l'énergie de réglage	Qualitative	Conséquences notables : coûts plus bas pour l'achat d'énergie de réglage pour la Suisse. Opportunités de négoce pour le secteur suisse de l'électricité concernant l'offre d'énergie de réglage sur les marchés étrangers.
Ouverture du marché de l'électricité avec approvisionnement de base (libre choix du fournisseur)	Qualitative	Peu de conséquences : tendancielle positive pour les ménages et les petits clients, une certaine tendance à la consolidation des EAE
Suppression de la priorité donnée aux Long Term Contracts (LTC)	Qualitative	Peu de conséquences
Séparation des activités des gestionnaires de réseau de distribution	Qualitative	Peu de conséquences
Reconnaissance mutuelle des garanties d'origine (GO)	Qualitative	Peu de conséquences

Légende : Peu de conséquences = pas de changements significatifs du point de vue économique avec un accord sur l'électricité par rapport à une situation sans accord.
 Conséquences notables = changements positifs les plus importants du point de vue économique en cas d'accord sur l'électricité, par rapport à une situation sans accord.

Conséquences pour le système d'électricité : vue d'ensemble

L'accord sur l'électricité entre la Suisse et l'UE permet à la Suisse de participer sur un pied d'égalité au marché intérieur de l'électricité de l'UE. Il lui permet notamment de participer au « Single Day Ahead Coupling » et au « Single Intraday Coupling » de l'UE et à son système de calcul et d'allocation des capacités. Cela rendra le système électrique plus efficace dans la mesure où les capacités transfrontalières disponibles pour l'échange d'électricité seront garanties au titre du droit international. De plus, l'échange d'électricité est simplifié et les flux non planifiés ainsi que les besoins en redispatching (à savoir des interventions du gestionnaire de réseau de transport dans la gestion d'une centrale pour éviter ou supprimer des congestions sur le réseau) sont réduits. L'accord sur l'électricité garantit aussi une pleine participation aux plateformes européennes d'énergie de réglage. La stabilité du réseau s'en trouve améliorée avec des coûts d'énergie de réglage réduits. Tout cela contribue à renforcer la sécurité d'approvisionnement de la Suisse et facilite le négoce de l'électricité avec l'UE.

Conséquences pour le système d'électricité : capacités transfrontalières

Avec cet accord sur l'électricité, les capacités de transport disponibles pour l'importation et l'exportation d'électricité (capacités transfrontalières) reposeront sur une base de droit international contraignante. En principe, les capacités transfrontalières peuvent aussi être garanties au moyen de coopérations techniques de droit privé avec les gestionnaires de réseau de transport des régions voisines. Toutefois, celles-ci devraient alors être régulièrement renouvelées et approuvées par les autorités de régulation nationales, une démarche dont l'issue est à chaque fois incertaine. De plus, il n'existe pour l'heure aucune base dans le droit européen pour de tels contrats de droit privé, et donc aucune sécurité juridique. Sans accord sur l'électricité, l'insécurité concernant les capacités d'importation et d'exportation à disposition est donc considérable.

Deux scénarios ont été définis pour évaluer l'éventail de l'utilité potentielle de capacités transfrontalières garanties (cf. figure 3) : dans le **scénario « Couplage des marchés »**, on suppose que les capacités transfrontalières correspondent, selon l'état actuel des connaissances, à une situation avec un accord sur l'électricité, c'est-à-dire une pleine participation de la Suisse au marché intérieur de l'électricité. Le **scénario « Pas de coopération »** est un scénario extrême. Il décrit une évolution sans accord sur l'électricité, où les capacités transfrontalières sont fortement réduites, ce qui limite considérablement les possibilités de la Suisse en matière d'importation et d'exportation. Avec ou sans accord, les États membres de l'UE, et en particulier les États voisins de la Suisse, ont, dans tous les cas, intérêt à ce que le négoce de l'électricité avec la Suisse fonctionne efficacement. Néanmoins, certains motifs principalement réglementaires et économiques pourraient entraîner une forte réduction des capacités transfrontalières, telle que décrite dans le scénario « Pas de coopération ». Par motifs d'ordre économique, il faut notamment entendre la réduction des coûts liés au redispatching dans les États voisins, au détriment de la Suisse. Parmi les motifs réglementaires, on citera la mise en œuvre du critère de l'UE selon lequel d'ici à fin 2025, 70 % des capacités du réseau nécessaires à l'échange d'électricité doivent être mises à la disposition du négoce, la prise en compte des États tiers, tels que la Suisse, dans ces capacités de réseau n'étant pas réglée dans le droit européen. Concrètement, il se peut que les États voisins renvoient à la baisse les capacités transfrontalières à la frontière suisse pour pouvoir respecter la règle des 70 %. De plus, sans accord sur l'électricité, les capacités transfrontalières continueront à être explicitement allouées à la Suisse (et non pas implicitement, comme dans le cas du couplage des marchés). Selon la méthode de calcul employée, les capacités allouées à la Suisse seront plus ou moins importantes. La présente étude, en se fondant sur les calculs de Swissgrid, table sur une baisse des capacités transfrontalières de 60 % (à l'exportation) et de 68 % (à l'importation) dans le scénario « Pas de coopération » par rapport au scénario « Couplage des marchés ».

La figure 4 ci-dessous présente les hypothèses pour les deux scénarios « Couplage des marchés » et « Pas de coopération ».

Figure 3 : Contexte et hypothèses concernant les capacités transfrontalières dans les scénarios « Couplage des marchés » et « Pas de coopération » (les capacités transfrontalières valent pour les années 2035 et suivantes)

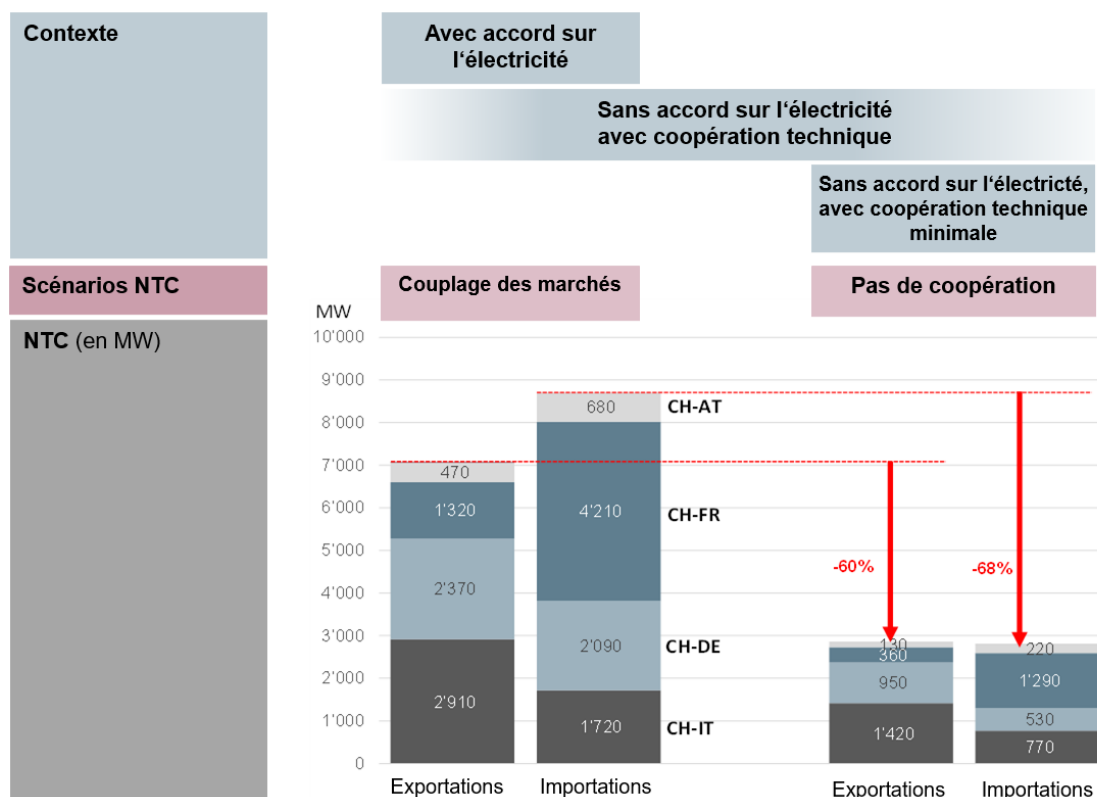


Figure 4 : Aperçu des scénarios « Couplage des marchés » et « Pas de coopération »

	Scénario « Couplage des marchés »	Scénario « Pas de coopération »
Contexte	La Suisse conclut un accord sur l'électricité avec l'UE et est intégrée dans le marché européen de l'électricité.	La Suisse ne conclut pas d'accord sur l'électricité avec l'UE et se coordonne avec les gestionnaires de réseau de transport (GRT) des régions voisines sur les aspects essentiels pour l'échange d'électricité.
Capacités transfrontalières	- Capacités transfrontalières allouées de manière efficace sur le marché de l'électricité couplé. - Les capacités transfrontalières sont garanties par le droit international. Hypothèse concernant les capacités transfrontalières (MW = mégawatt) : - Exportations : 7070 MW - Importations : 8700 MW	- La Suisse ne dispose que de peu de capacités transfrontalières. - Les capacités transfrontalières doivent être régulièrement négociées avec les GRT des régions voisines. Hypothèse concernant les capacités transfrontalières : - Exportations : 2860 MW - Importations : 2810 MW
Valeur indicative concernant les importations nettes maximales en hiver	Pas de valeur indicative maximale concernant les importations en hiver.	La valeur indicative actuellement en vigueur en Suisse, de 5 térawattheures (TWh) au maximum, s'applique.
Sécurité d'approvisionnement concernant les pénuries d'électricité en hiver	La sécurité est assurée par une trajectoire de développement conforme aux objectifs pour le développement de la production d'électricité issue des énergies renouvelables visés dans la loi sur l'énergie (LEne), par le marché de l'électricité couplé ainsi que par des capacités suffisantes aux frontières avec les pays voisins.	La sécurité est assurée par une trajectoire de développement conforme aux objectifs pour le développement de la production d'électricité issue des énergies renouvelables visés dans la loi sur l'énergie (LEne) ainsi que par la construction de centrales supplémentaires en Suisse.

Pour les motifs réglementaires et économiques mentionnés plus haut, il est impossible de déterminer dans quelle mesure une **coopération technique** entre les gestionnaires de réseau de transport avantageuse pour la Suisse demeurerait possible en cas d'échec de l'accord sur l'électricité et, le cas échéant, quelles capacités transfrontalières pourraient en découler. En l'occurrence, des conventions de droit privé pourraient aboutir à des capacités transfrontalières qui se situent entre le scénario « Couplage des marchés » et le scénario « Pas de coopération » (cf. dégradé de couleur dans la figure 3 ci-avant). Étant donné que de telles conventions de droit privé devraient être renouvelées périodiquement, une grande incertitude demeure quant aux capacités transfrontalières qui seraient disponibles à long terme. Cette incertitude a pour conséquence que, pour des raisons de sécurité, le système électrique est planifié différemment en Suisse (avec le développement du parc de centrales). L'insécurité résiduelle est défavorable, d'une part parce que, poussée à l'extrême, elle peut inciter à des investissements supplémentaires inefficaces dans la production pour des raisons d'assurance, et, d'autre part, parce qu'elle nuit à la sécurité d'approvisionnement. Dans tous les cas, une coopération technique offre une sécurité juridique bien moindre qu'un accord sur l'électricité.

L'accord sur l'électricité garantit des capacités transfrontalières en vertu du droit international. Le principal avantage qui en découle peut être quantifié, sur la base de calculs, au moyen d'un modèle de négoce d'électricité (cf. la figure 5) :

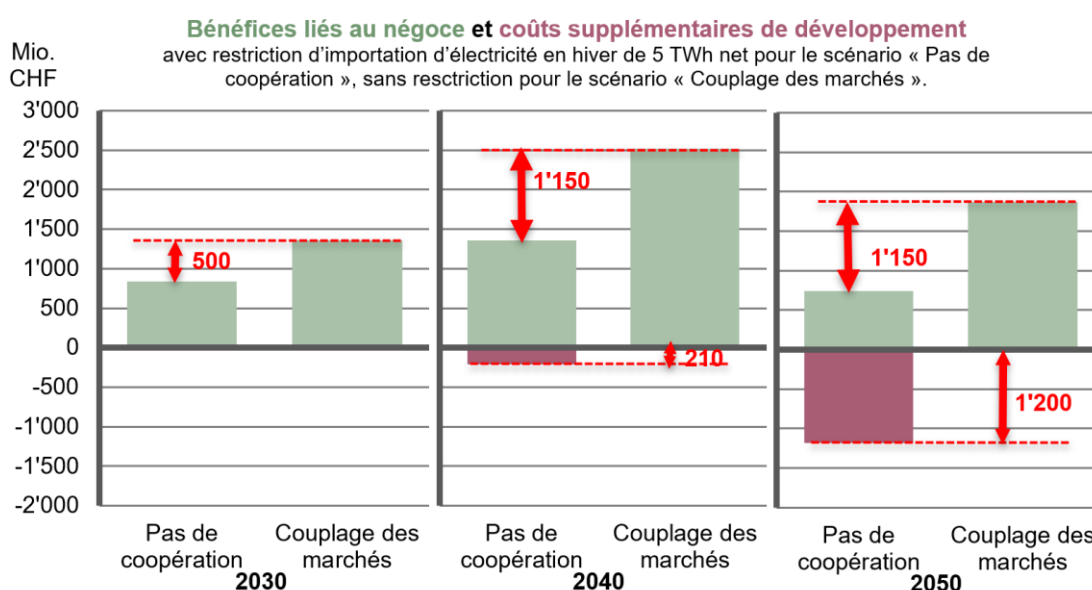
- *Meilleure situation d'approvisionnement en électricité – moindres coûts du système électrique* : avec un accord sur l'électricité, le couplage des marchés permet notamment de renforcer la situation d'approvisionnement en hiver. Le développement de l'éolien, du photovoltaïque et de l'hydroélectrique, conformément aux objectifs pour les énergies renouvelables figurant dans la loi sur l'énergie, pose le fondement, en association avec l'accord sur l'électricité, permettant de répondre à la demande en hiver également. Si les capacités transfrontalières avec la Suisse étaient sensiblement restreintes, cette dernière devrait, pour atteindre une situation d'approvisionnement équivalente, développer encore davantage son système électrique, ce qui occasionnerait des coûts plus élevés. Si ce développement du système électrique prend la forme d'une production supplémentaire dans le pays, il faudrait, pour garantir une situation d'approvisionnement équivalente en 2050, non seulement développer les énergies renouvelables comme le veulent les objectifs légaux en vigueur, mais aussi construire de nouvelles centrales indigènes pour la production d'électricité hivernale. Toutes choses égales par ailleurs, il faudrait plus de centrales indigènes de production d'électricité hivernale, impliquant des coûts annuels totaux (coûts de capital, d'exploitation et d'énergie) de l'ordre d'environ 1 milliard de francs en 2050. En l'absence d'accord sur l'électricité et en cas d'importations limitées d'électricité, la Suisse devrait donc produire davantage d'électricité et connaîtrait des coûts du système plus importants pour garantir en hiver la même situation d'approvisionnement qu'avec un accord. Ainsi, grâce à la garantie des capacités transfrontalières fournie par le droit international, la Suisse peut s'attendre à des coûts du système électrique plus bas.

Nota bene : la présente étude utilise un modèle de négoce d'électricité pour calculer les économies au niveau des coûts du système réalisées grâce à la garantie des capacités

transfrontalières. Il ne s'agit en l'occurrence pas d'une analyse de l'adéquation du système. La présente étude ne peut donc pas servir de base pour déterminer les besoins en centrales de réserve.

- **Garantie de possibilités de négoce** : la garantie des capacités transfrontalières contraignante en vertu du droit international pourrait permettre de générer des bénéfices liés au négoce supplémentaires d'un montant annuel pouvant jusqu'à dépasser le milliard de francs de 2030 à 2050.

Figure 5 : Bénéfices liés au négoce et coûts supplémentaires du système électrique (coûts supplémentaires de développement) : comparaison entre les scénarios « Pas de coopération » et « Couplage des marchés » [en millions de francs par an]



Nota bene : par « **coûts supplémentaires de développement** », il faut entendre les coûts annuels occasionnés par la construction et l'exploitation (coûts de capital, d'exploitation et d'énergie) de centrales électriques indigènes construites en complément au développement des énergies renouvelables conforme aux objectifs prévus par la législation en vigueur afin de garantir une situation d'approvisionnement équivalente si les capacités transfrontalières devaient être restreintes.

Conséquences pour l'économie (prix de l'électricité, PIB, bien-être, etc.)

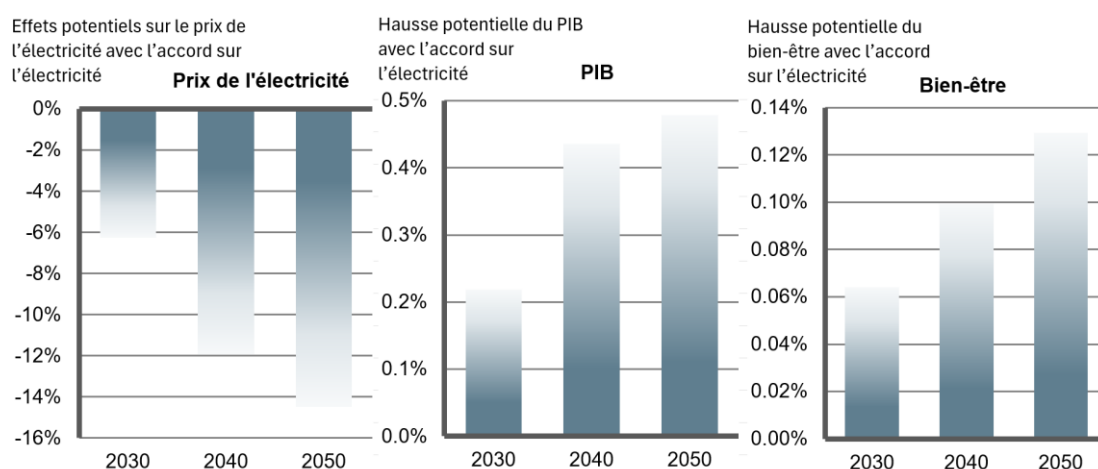
Les effets économiques d'un accord sur l'électricité ne peuvent être estimés que de manière approximative et se limitent à un aspect important de l'accord, à savoir la garantie des capacités transfrontalières par le droit international. Il n'est pas encore possible de savoir sur quelles capacités transfrontalières la Suisse pourra compter sans accord sur l'électricité, avec ou sans coopération technique. L'ampleur de l'avantage quantitatif qu'apporterait une capacité transfrontalière garantie par le droit international grâce à un accord sur l'électricité est donc elle aussi incertaine.

Les conséquences économiques d'un accord sur l'électricité, par rapport à une situation de capacités transfrontalières fortement limitées par l'absence à la fois d'accord et de coopération

technique régie par des contrats de droit privé, peuvent être résumées de la manière suivante (cf. figure 6 et figure 7) :

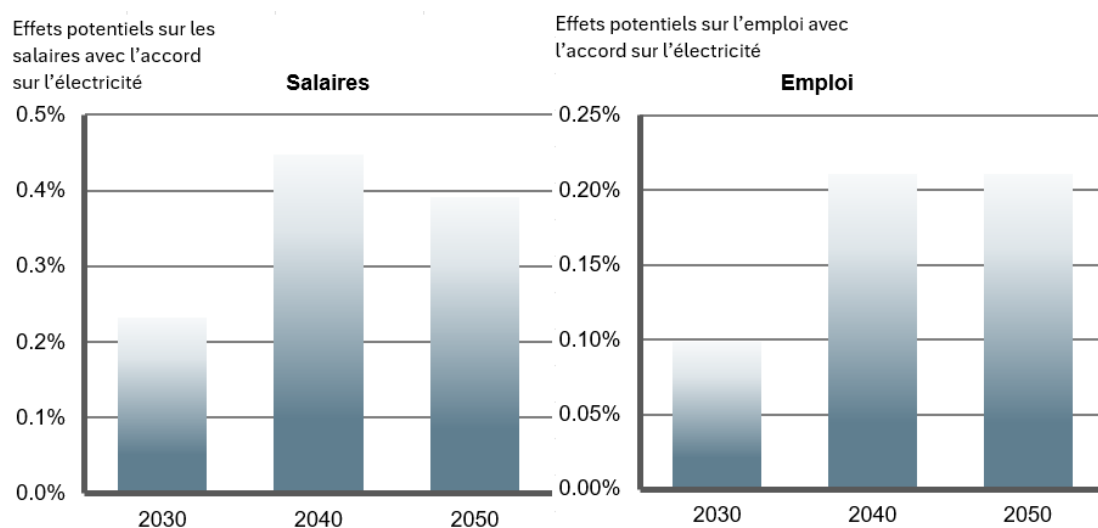
- L'accord sur l'électricité a tendance à conduire à des prix de l'électricité plus faibles en Suisse (prix moyen de l'énergie et de l'utilisation du réseau pour le client final), pour autant qu'il se traduit surtout par des capacités d'importation transfrontalières plus élevées. En 2050, les prix de l'électricité pourraient être jusqu'à 14 % inférieurs avec l'accord sur l'électricité, par rapport à un scénario sans accord.

Figure 6 : Conséquences potentielles de l'accord sur l'électricité (garantie des capacités transfrontalières par le droit international) sur le prix de l'électricité, le produit intérieur brut (PIB) et le bien-être



Nota bene : il n'est pas encore possible de savoir sur quelles capacités transfrontalières la Suisse pourra compter sans accord sur l'électricité, avec ou sans coopération technique. L'ampleur de l'avantage quantitatif qu'apporterait une capacité transfrontalière garantie par le droit international grâce à un accord sur l'électricité est donc elle aussi incertaine. Le dégradé de couleur dans ce graphique illustre cette incertitude.

Figure 7 : Conséquences potentielles de l'accord sur l'électricité (garantie des capacités transfrontalières par le droit international) sur les salaires et l'emploi



- Des prix de l'électricité plus bas tirent le produit intérieur brut (PIB), et donc l'activité économique, à la hausse. Ils renforcent la compétitivité de l'économie suisse, notamment dans les secteurs consommant beaucoup d'électricité, et améliorent le pouvoir d'achat des ménages, ce qui, en fin de compte, augmente aussi le PIB. La hausse potentielle du PIB grâce à l'accord, par rapport à une situation de capacités transfrontalières fortement limitées (scénario « Pas de coopération »), pourrait atteindre près de 0,5 % en 2050.
- Des capacités transfrontalières plus élevées découlant d'un accord sur l'électricité ont des effets positifs, quoique limités, sur le bien-être (le bien-être correspond aux possibilités de consommation et de loisirs des ménages).
- Des prix de l'électricité plus bas et une activité économique accrue engendrent des salaires plus élevés (hausse potentielle maximale d'environ +0,4 %) et une légère hausse de l'emploi (potentiellement jusqu'à environ +0,2 %).

Conséquences pour le secteur de l'électricité

Avec un accord sur l'électricité, le secteur de l'électricité peut, comme déjà mentionné, garantir ses bénéfices liés au négoce ou obtenir des bénéfices supplémentaires. C'est en premier lieu le secteur suisse de l'électricité actif dans le négoce international d'électricité qui capte les bénéfices commerciaux calculés dans la présente étude. Il s'agit d'entreprises telles que Axpo, Alpiq, BKW et Repower, lesquelles disposent de leur propre parc de centrales et peuvent l'utiliser de manière optimisée dans le négoce international d'électricité. Les bénéfices liés au négoce renforcent les entreprises suisses d'électricité actives dans le négoce international d'électricité, favorisant leur capacité à investir et à innover : tout bénéfice, donc également un **bénéfice commercial, renforce la capacité du secteur suisse de l'électricité à investir et à innover**. Une plus grande capacité à innover facilite la transformation du système énergétique en vue d'atteindre l'objectif de zéro net. La capacité à investir est nécessaire pour développer la production d'électricité issue de sources renouvelables.

L'accord sur l'électricité assure la **reconnaissance mutuelle des garanties d'origine (GO)** et élargit au marché européen la zone d'écoulement des GO suisses. Par contre, avec un accord, il n'y aurait plus de part minimale d'électricité indigène dans l'approvisionnement de base. Avec, d'un côté, une demande potentielle en GO suisses émanant de l'UE et, d'autre part, la suppression de la part obligatoire d'électricité indigène dans l'approvisionnement de base, l'effet final sur les prix des GO suisses ne peut actuellement pas être clairement établi.

Avec l'accord sur l'électricité, les priorités à l'injection encore existantes pour l'électricité, issues de **contrats à long terme** (Long-Term Contracts, LTC) passés avec des centrales en France, seraient supprimées. Les LTC sont des options de recours à l'énergie des centrales nucléaires, à un prix fixe convenu par contrat, qui comprennent simultanément un accès prioritaire, c'est-à-dire garanti, à des capacités de transport transfrontalières. Les titulaires de LTC perçoivent cependant une compensation financière pendant une période transitoire de sept ans. Les centrales hydroélectriques situées à la frontière suisse qui bénéficient d'une priorité à l'injection existante pour de faibles volumes, soit 65 MW au maximum, peuvent conserver cette priorité pendant une période transitoire de quinze ans à compter de l'entrée en vigueur de l'accord.

Les capacités transfrontalières actuellement réservées pour les titulaires suisses de LTC sont mises sur le marché, augmentant de ce fait l'efficacité du marché et générant des recettes supplémentaires tirées de la congestion. Cela peut contribuer à faire diminuer les coûts du réseau qui sont facturés à tous les consommateurs d'électricité. Les rentes économiques perçues par les titulaires de LTC actuels profiteront donc à l'avenir, en fin de compte, aux consommateurs d'électricité.

L'ouverture du marché de l'électricité pour tous les consommateurs finaux apporte davantage de concurrence pour le secteur de l'électricité, ainsi qu'une exigence accrue d'efficacité. Les ménages et les PME bénéficient d'un choix plus large (notamment lorsque les tarifs de leur fournisseur de l'approvisionnement de base sont élevés). L'accord sur l'électricité crée aussi, en ouvrant complètement le marché, de nouvelles possibilités d'innovation au niveau des produits et des processus et dans le développement de nouveaux modèles d'affaires. L'ouverture du marché pour l'ensemble des consommateurs finaux devrait aussi conduire à une légère consolidation du secteur suisse de l'électricité, laquelle se produit déjà sous l'effet de la numérisation et d'une plus grande complexité. Une certaine convergence des prix de l'électricité à l'intérieur de la Suisse est probable.

La loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI) en vigueur en Suisse prescrit, pour les gestionnaires de réseau de distribution (GRD) suisses, une séparation comptable et une séparation des informations entre l'exploitation du réseau et les autres secteurs d'activité. L'accord sur l'électricité requiert une **séparation supplémentaire des grands GRD**, à savoir ceux qui approvisionnent plus de 100 000 clients, sur le plan de l'organisation et de la forme juridique. Peu de GRD sont concernés en Suisse. Les valeurs patrimoniales du gestionnaire de réseau peuvent demeurer auprès du même propriétaire, ce qui évite que des entreprises d'approvisionnement en électricité soient démantelées. Cette séparation peut entraîner, chez quelques GRD, des coûts de transaction uniques. Mais à long terme, on peut s'attendre à des effets positifs sur la concurrence et sur l'efficacité.

Conséquences pour les pouvoirs publics

Les entreprises suisses d'électricité sont pour l'essentiel détenues par les pouvoirs publics : les entreprises suisses d'approvisionnement en énergie (EAE) sont à près de 90 % en mains publiques (cantons et communes). Seuls 8 % environ appartiennent à des propriétaires privés suisses et 2 % à des investisseurs étrangers². Les bénéfices de ces EAE profitent à leurs propriétaires, donc en premier lieu aux pouvoirs publics, par la distribution de bénéfices et/ou par l'augmentation de la valeur des entreprises. Le secteur public peut, au moins en partie et de manière indirecte, participer aux bénéfices liés au négoce et, en fin de compte, les citoyennes et citoyens en profitent, que ce soit sous la forme de prestations supplémentaires de l'État ou de charges fiscales moins lourdes pour les contribuables.

² <https://www.avenir-suisse.ch/fr/benefices-importants-des-entreprises-publiques-deelectricite/>

Conséquences pour les consommateurs d'électricité

Les consommateurs d'électricité peuvent attendre de cet accord des prix plus bas, toutes choses égales par ailleurs. Cette baisse des prix découle d'un négoce plus efficace sur les marchés « day-ahead » et « intraday », mais aussi sur les marchés de l'énergie de réglage. Il faut également partir du principe qu'avec l'accord et l'intégration complète de la Suisse au marché intérieur européen de l'électricité, les flux d'électricité non planifiés seront moins nombreux et, en conséquence, moins de mesures d'aide coûteuses (redispatching) seront nécessaires. Tout cela devrait déboucher sur des coûts plus bas et, en fin de compte, sur des prix de l'électricité également plus bas pour les consommateurs d'électricité. Ces gains d'efficacité, qui n'ont pas été quantifiés dans la présente étude, améliorent les prix relatifs et la position concurrentielle des entreprises suisses.

Les prix de l'électricité en Suisse réagissent fortement aux limitations des capacités d'exportation et d'importation. La garantie des capacités transfrontalières par le droit international, grâce à l'accord sur l'électricité, revêt donc une importance capitale. Avec un accord sur l'électricité, les prix de l'électricité pourraient être jusqu'à 14 % plus bas que sans accord en 2050. Dans un tel cas, le chiffre d'affaires (valeur de production brute) des entreprises consommant beaucoup d'électricité serait jusqu'à environ 2 % plus élevé. Les ménages profiteraient eux aussi de prix de l'électricité bas et de salaires plus élevés. Les ménages à revenu modeste, notamment, en profitent généralement davantage, car ils consacrent une plus grande part de leur revenu à l'électricité et le revenu du travail représente une plus grande part de leur revenu total que pour les ménages plus riches. Ils sont donc plus avantagés en cas de baisse des prix de l'électricité et de hausse des salaires.

Par ailleurs, l'ouverture du marché de l'électricité apporte aussi des avantages pour les petits clients finaux, pour autant que ceux-ci soient prêts à changer de fournisseur. Si les prix sont élevés sur le marché libre, les petits clients finaux passent à l'approvisionnement de base et bénéficient des coûts de revient plus bas de l'électricité en Suisse. C'est en particulier le cas pour les clients finaux d'EAE affichant une part élevée de production propre et dans le cas de figure où la régulation en fonction des coûts de revient est maintenue. Si les prix du marché respectivement à l'importation sont bas, les petits clients finaux optent pour le marché libre. Dans l'ensemble, l'ouverture du marché de l'électricité à l'ensemble des consommateurs finaux conduit à transformer les rentes des producteurs en rentes des consommateurs, tout au moins dans des circonstances idéales où tout le monde est prêt à changer de fournisseur. Les petits consommateurs en sont donc, en fin de compte, avantagés, et ce, quelle que soit la configuration future de l'approvisionnement de base. En fonction de la réglementation, l'approvisionnement de base peut constituer une garantie pour le consommateur final ou pour le gestionnaire de réseau/le producteur. L'élément décisif ici est que l'ouverture du marché de l'électricité permet aux petits consommateurs finaux de choisir eux aussi entre participation au marché et approvisionnement de base. Ils peuvent ainsi, selon la réglementation de l'approvisionnement de base, échapper aux désavantages de l'approvisionnement de base ou profiter des avantages qu'il confère.

Conséquences pour la sécurité d'approvisionnement en électricité

Avec un accord sur l'électricité, la Suisse atteint un niveau plus élevé de sécurité d'approvisionnement, tout en bénéficiant de coûts plus bas que sans accord avec l'UE. Un accord sur l'électricité avec l'UE réduit le risque de panne d'électricité de grande envergure (« blackout ») ou de pénurie d'électricité (la présente étude ne permet pas de quantifier la réduction de ce risque). Une telle panne ou pénurie entraînerait potentiellement des coûts économiques très élevés (arrêts de la production, mise en danger de vies humaines, perte de réputation de la Suisse en tant que lieu de vie et place économique).

Conséquences environnementales

Dans l'ensemble, les conséquences environnementales d'un accord sur l'électricité avec l'UE sont positives, mais pourraient être peu importantes. Elles sont principalement dues aux possibilités de négoce avec l'UE ainsi qu'aux gains généraux d'efficacité résultant du couplage des marchés et du développement moins marqué de l'infrastructure de production énergétique qui y est liée. Avec un développement moindre, les conséquences environnementales, en premier lieu l'impact sur le paysage, les habitats naturels et la biodiversité, seraient également plus faibles. Les émissions de gaz à effet de serre lors de la fabrication, de la mise en place et de l'élimination des installations de production d'électricité seraient également réduites.

Sintesi

Contesto e obiettivo dello studio

Nella primavera del 2024 l'Unione europea (UE) e la Svizzera hanno avviato i negoziati volti a stabilizzare e sviluppare ulteriormente le loro relazioni bilaterali. I testi del cosiddetto approccio a pacchetto ad ampio raggio sono stati conclusi il 20 dicembre 2024. Il pilastro principale del pacchetto è rappresentato dall'accesso settoriale e senza barriere al mercato interno dell'UE. Il pacchetto comprende l'aggiornamento degli attuali cinque accordi sul mercato interno (trasporto terrestre, trasporto aereo, agricoltura, riconoscimento reciproco delle valutazioni di conformità tecnica, libera circolazione delle persone), nuovi accordi sul mercato interno nei settori dell'energia elettrica e della sicurezza alimentare, un nuovo accordo di cooperazione nel settore della salute, un nuovo accordo sulla partecipazione ai programmi dell'UE per gli ambiti dell'istruzione, della ricerca, dell'innovazione e della salute nonché un contributo regolare della Svizzera alla coesione economica e sociale nell'UE.

Obiettivo del presente studio è analizzare l'impatto economico dell'Accordo sull'energia elettrica concluso tra la Svizzera e l'UE.

Elementi dell'Accordo sull'energia elettrica e loro rilevanza economica

La tabella riportata nella figura 2 mostra alcuni elementi dell'Accordo sull'energia elettrica e la loro rilevanza economica. Gli elementi principali dell'Accordo sono l'accoppiamento dei mercati e la garanzia delle capacità di frontiera attraverso il diritto internazionale. Altrettanto importante è l'accesso alle piattaforme dell'UE per l'energia di regolazione e alle altre prestazioni di servizio relative al sistema europee così come l'apertura del mercato interno dell'elettricità per i consumatori finali con consumi ridotti (libera scelta del fornitore di elettricità).

Figura 1: Breve spiegazione dei termini più importanti

Termine	Breve spiegazione
capacità di frontiera (NTC)	Capacità di trasporto della rete elettrica tra diversi Paesi, ad esempio tra Svizzera e Germania, Francia, Italia e Austria. La «Net Transfer Capacity» (NTC) si riferisce alla capacità di trasporto disponibile della rete, altrimenti detta «capacità di frontiera».
Accoppiamento dei mercati	Fusione dei mercati (mercato day-ahead, mercato intraday, mercati integrati per le capacità [di frontiera] e l'energia) in un unico mercato interno europeo dell'elettricità. Con l'accoppiamento dei mercati, le limitate capacità di frontiera disponibili vengono utilizzate in modo efficiente e le differenze di prezzo regionali si riducono.
Prestazioni di servizio relative al sistema	Le prestazioni di servizio relative al sistema assicurano l'esercizio necessario all'approvvigionamento di energia elettrica. I gestori della rete di trasmissione e i gestori delle reti di distribuzione sono responsabili del funzionamento sicuro del sistema.
Energia di regolazione	Nella rete elettrica il rapporto tra produzione e consumo di energia elettrica deve sempre essere bilanciato, ossia «stabile». Le differenze tra produzione e consumo vengono compensate attraverso il ricorso all'energia di regolazione, mantenendo così la stabilità della rete. L'energia di regolazione fa parte delle prestazioni di servizio relative al sistema.
Costi del sistema elettrico	Costi annuali sostenuti in Svizzera (costi del capitale, di esercizio e dell'energia) per il sistema elettrico svizzero.

Figura 2: Alcuni elementi dell'Accordo sull'energia elettrica e loro rilevanza economica

Elemento dell'Accordo sull'energia elettrica	Metodo utilizzato per l'analisi delle ripercussioni	Ripercussioni economiche (rilevanza per il benessere e l'attività economica della Svizzera)
Accoppiamento dei mercati e garanzia delle capacità di frontiera attraverso il diritto internazionale	Quantitativo (<i>modello per lo scambio di energia elettrica e modello di equilibrio multi-Paese</i>)	Potenziamenti ripercussioni significative: Potenziali maggiori utili da scambi, minori costi del sistema elettrico
	Qualitativo	Ripercussioni significative guadagno di efficienza nel commercio implicito (cioè nel commercio simultaneo di elettricità e capacità di frontiera), minori costi per la stabilità della rete (minore necessità di energia di regolazione, ridispacciamento, potenziamento e ampliamento della rete)
Accesso ai mercati dell'energia di regolazione	Qualitativo	Ripercussioni significative: riduzione dei costi di acquisto dell'energia di regolazione per la Svizzera, opportunità di scambio per il settore elettrico svizzero per l'offerta di energia di regolazione sui mercati esteri.
Liberalizzazione del mercato dell'elettricità con servizio universale (libera scelta del fornitore di elettricità)	Qualitativo	Ripercussioni limitate: tendenzialmente positive per le economie domestiche e i piccoli clienti, certa tendenza al consolidamento nelle aziende di approvvigionamento elettrico
Abolizione della priorità dei «long term contracts» (LTC)	Qualitativo	Ripercussioni limitate
Disgiunzione dei gestori delle reti di distribuzione	Qualitativo	Ripercussioni limitate
Riconoscimento reciproco delle garanzie di origine (GO)	Qualitativo	Ripercussioni limitate

Legenda: ripercussioni limitate = nessun cambiamento significativo da un punto di vista economico in caso di Accordo sull'energia elettrica rispetto a una situazione senza Accordo.
 ripercussioni significative = principali cambiamenti positivi da un punto di vista economico in caso di Accordo sull'energia elettrica rispetto a una situazione senza Accordo.

Ripercussioni sul sistema elettrico: panoramica

L'Accordo sull'energia elettrica tra la Svizzera e l'UE consentirà alla Svizzera una partecipazione paritaria al mercato interno elettrico europeo. In particolare, l'Accordo consente alla Svizzera di partecipare al «Single Day Ahead Coupling» e al «Single Intraday Coupling» europei e al calcolo e all'assegnazione delle capacità dell'UE. Ciò aumenta l'efficienza del sistema elettrico, assicurando attraverso il diritto internazionale le capacità di frontiera disponibili per lo scambio di energia elettrica, semplificando gli scambi e riducendo sia i flussi di carico non pianificati sia la necessità di ridispacciamento, due interventi questi ultimi dei gestori delle reti di trasporto nelle centrali elettriche volti a risolvere le congestioni della rete. L'Accordo garantisce inoltre la piena partecipazione alle piattaforme europee per l'energia di regolazione. È così possibile aumentare la stabilità della rete attraverso questa energia con costi limitati. Tutto ciò rafforza la sicurezza dell'approvvigionamento in Svizzera e favorisce lo scambio di energia elettrica con l'UE.

Ripercussioni sul sistema elettrico: capacità di frontiera

L'Accordo sull'energia elettrica conferisce una base di diritto internazionale vincolante per le capacità di trasporto disponibili destinate all'importazione ed esportazione di energia elettrica (capacità di frontiera). In linea di principio le capacità di frontiera possono essere garantite anche attraverso cooperazioni tecniche di diritto privato con i gestori delle reti di trasporto delle regioni confinanti. Tuttavia, tali cooperazioni dovrebbero essere rinnovate periodicamente e approvate ogni volta dalle autorità nazionali di regolazione e l'esito non è mai certo. Inoltre la legislazione UE non offre attualmente una base per questi contratti di diritto privato e non c'è quindi certezza del diritto. Senza Accordo sull'energia elettrica vi è quindi una forte incertezza riguardo alle capacità di importazione ed esportazione disponibili.

Per valutare la portata dei possibili benefici delle capacità di frontiera così garantite sono stati elaborati due scenari (v. figura 3): nello **scenario «Accoppiamento dei mercati»** si ipotizzano capacità di frontiera che rappresentano, allo stato attuale delle conoscenze, la situazione in caso di Accordo sull'energia elettrica, ovvero in caso di piena partecipazione della Svizzera al mercato interno dell'elettricità. Lo **scenario «Nessuna cooperazione»** è uno scenario estremo. Esso illustra uno sviluppo senza Accordo sull'energia elettrica, in cui le capacità di frontiera vengono fortemente ridotte, il che limita fortemente le possibilità di importazione ed esportazione della Svizzera. Anche in mancanza dell'Accordo sull'energia elettrica gli Stati membri dell'UE e in particolare i Paesi confinanti con la Svizzera hanno un grande interesse a che lo scambio di energia elettrica con la Svizzera funzioni in modo efficiente; tuttavia, ci sono soprattutto ragioni di natura normative ed economica che potrebbero portare a una forte riduzione delle capacità di frontiera, come descritto nello scenario «Nessuna cooperazione». Tra le ragioni economiche rientra, ad esempio, la riduzione dei costi di ridispacciamento nei Paesi confinanti con la Svizzera a scapito di quest'ultima; tra le ragioni normative rientrano l'attuazione del criterio dell'UE secondo cui entro il 2025 il 70 per cento delle capacità di rete rilevanti per lo scambio di energia elettrica deve essere messo a disposizione per tale scambio, ma il diritto UE non disciplina la gestione delle capacità di rete nei confronti di Stati terzi come la Svizzera. Concretamente, potrebbe succedere che i Paesi limitrofi riducano le capacità di frontiera verso la Svizzera per poter rispettare la suddetta regola del 70 per cento. Inoltre, senza l'Accordo sull'energia elettrica le capacità di frontiera continueranno a essere assegnate alla Svizzera in modo esplicito (e non implicitamente come nel caso di un accoppiamento dei mercati). A seconda del metodo di calcolo adottato possono risultare capacità di frontiera più o meno limitate per la Svizzera. Nel presente studio si ipotizza, sulla base dei calcoli di Swissgrid, una riduzione delle capacità trasfrontaliere pari a -60 per cento (esportazioni) e a -68 per cento (importazioni) nello scenario «Nessuna cooperazione» rispetto allo scenario «Accoppiamento dei mercati».

La seguente figura 4 illustra le ipotesi per i due scenari «Accoppiamento dei mercati» e «Nessuna cooperazione».

Figura 3: Contesto e ipotesi sulle capacità di frontiera nei due scenari «Accoppiamento dei mercati» e «Nessuna cooperazione» (le capacità di frontiera indicate valgono per gli anni a partire dal 2035)

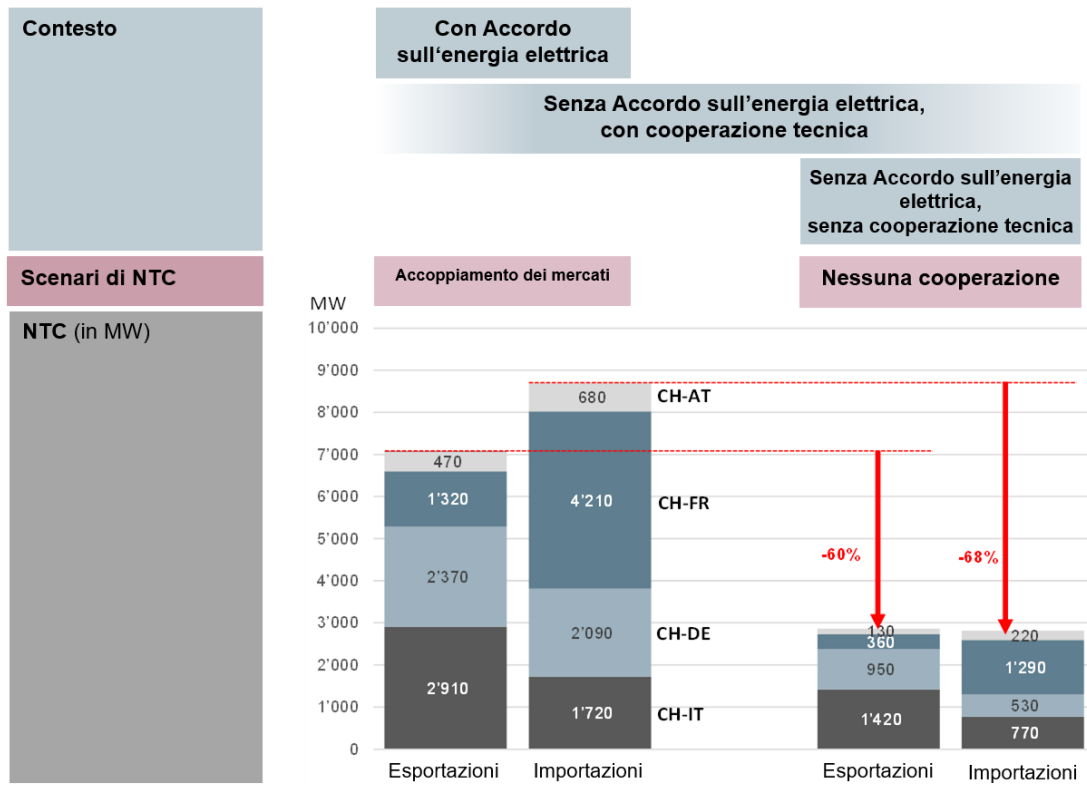


Figura 4: Panoramica degli scenari «Accoppiamento dei mercati» e «Nessuna cooperazione»

	Scenario «Accoppiamento dei mercati»	Scenario «Nessuna cooperazione»
Contesto	La Svizzera conclude un accordo sull'energia elettrica con l'UE ed è integrata nel mercato elettrico europeo.	La Svizzera non conclude un accordo sull'energia elettrica con l'UE e si coordina per lo stretto necessario con i gestori delle reti di trasmissione (TSO) delle regioni limitrofe per lo scambio di energia elettrica.
capacità di frontiera	– Attribuzione efficiente delle capacità di frontiera nel mercato elettrico accoppiato. – Le capacità di frontiera sono garantite attraverso il diritto internazionale. Ipotesi sulle capacità trasfrontaliere (MW = megawatt): – esportazioni: 7070 MW – importazioni: 8700 MW	– Alla Svizzera spettano capacità di frontiera limitate. – Le capacità di frontiera devono essere negoziate periodicamente con i gestori delle reti di trasmissione delle regioni confinanti: Ipotesi sulle capacità trasfrontaliere: – esportazioni: 2860 MW – importazioni: 2810 MW
Valore di riferimento per le importazioni nette massime in inverno	Nessun valore di riferimento massimo per le importazioni invernali.	Per le importazioni invernali di elettricità si applica l'attuale valore di riferimento massimo di 5 TWh valido in Svizzera.
Sicurezza dell'approvvigionamento in caso di penuria di energia elettrica in inverno	Garantita attraverso il potenziamento della produzione di energia elettrica da energie rinnovabili conforme agli obiettivi stabiliti nella legge sull'energia (LEne) e attraverso il mercato elettrico accoppiato nonché tramite sufficienti capacità di frontiera con i Paesi limitrofi.	Garantita attraverso il potenziamento della produzione di energia elettrica da energie rinnovabili conforme agli obiettivi stabiliti nella legge sull'energia (LEne) e attraverso nuove centrali elettriche nel territorio nazionale.

A causa delle ragioni normative ed economiche sopra elencate, non è chiaro in che termini sia possibile una **cooperazione tecnica** tra i gestori delle reti di trasmissione vantaggiosa per la Svizzera in caso di fallimento dell'Accordo sull'energia elettrica e quali capacità di frontiera potrebbero derivare da questa cooperazione. In caso di simili accordi di diritto privato si potrebbe ottenere una via di mezzo tra le capacità di frontiera dello scenario «Accoppiamento dei mercati» e quelle dello scenario «Nessuna cooperazione» (rappresentate attraverso la sfumatura di colore nella precedente figura 3). Poiché questi accordi di diritto privato dovrebbero essere rinnovati periodicamente, vi è una grande incertezza in merito alle capacità di frontiera disponibili a lungo termine. La conseguenza di questa incertezza è un cambiamento della pianificazione del sistema elettrico svizzero allo scopo di garantire la sicurezza dell'approvvigionamento (costruzione di più centrali elettriche). La restante incertezza ha un effetto fondamentalmente negativo, tra le altre cose perché nel caso estremo può indurre a inefficienti investimenti supplementari nella produzione elettrica e garantirebbe in misura meno affidabile la sicurezza dell'approvvigionamento. In ogni caso una cooperazione tecnica offre una certezza giuridica nettamente inferiore rispetto a un accordo sull'elettricità.

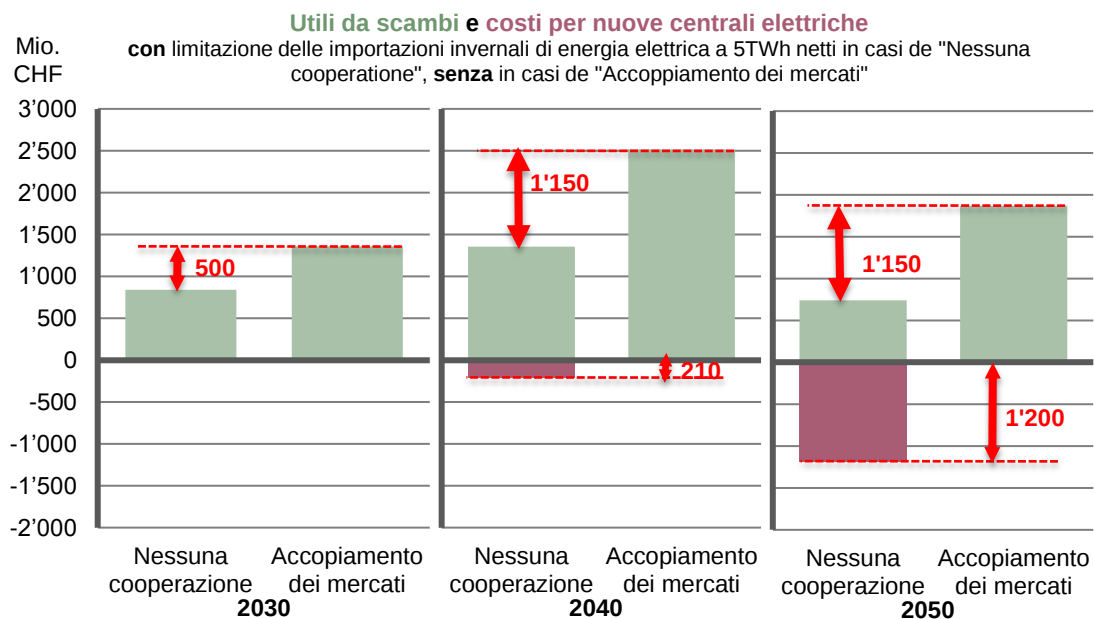
I principali vantaggi derivanti da capacità di frontiera garantite attraverso un accordo di diritto internazionale come quello sull'energia elettrica possono essere quantificati calcolandoli sulla base di un modello per lo scambio di energia elettrica (v. anche la figura 5). Si tratta dei seguenti vantaggi:

- *Migliore situazione dell'approvvigionamento elettrico e minori costi del sistema elettrico:* l'Accordo sull'energia elettrica permetterebbe, grazie all'accoppiamento dei mercati, di rafforzare soprattutto l'approvvigionamento in inverno. Il potenziamento dell'eolico, del fotovoltaico e dell'idroelettrico secondo gli obiettivi per le energie rinnovabili sanciti nella legge sull'energia pongono le basi, insieme all'Accordo sull'energia elettrica, per la copertura della domanda anche in inverno. Se le capacità di frontiera con la Svizzera venissero fortemente limitate, per garantire lo stesso approvvigionamento quest'ultima dovrebbe potenziare ulteriormente il proprio sistema elettrico e preventivare quindi maggiori costi ad esso correlati. Se tale potenziamento del sistema venisse realizzato aumentando la produzione elettrica nazionale, oltre all'incremento delle energie rinnovabili in conformità con gli attuali obiettivi di legge dovrebbero essere costruite nel Paese nuove centrali elettriche per la produzione di elettricità in inverno, così da garantire un approvvigionamento equivalente nel 2050. Entro tale anno sarebbe quindi necessario – ceteribus paribus – costruire nuove centrali elettriche in territorio nazionale per la produzione invernale con costi annui complessivi (di capitale, d'esercizio ed energetici) pari a circa 1 miliardo di franchi. Senza Accordo sull'energia elettrica e con importazioni di elettricità limitate, la Svizzera dovrebbe quindi produrre complessivamente più elettricità e dovrebbe sostenere maggiori costi di sistema per garantire in inverno la stessa sicurezza di approvvigionamento che si avrebbe con il suddetto Accordo. Grazie alle capacità di frontiera garantite dall'accordo di diritto internazionale, la Svizzera potrebbe quindi contare su costi del sistema elettrico inferiori a quelli che si avrebbero in assenza dell'Accordo.

Nota: il presente studio calcola i risparmi sui costi di sistema derivanti dalla garanzia di capacità di frontiera attraverso un modello per lo scambio di energia elettrica. Non si tratta quindi di un'analisi della «system adequacy». Lo studio non può quindi essere preso come riferimento per il calcolo delle nuove centrali elettriche necessarie.

- **Possibilità di scambio garantite:** le capacità di frontiera garantite attraverso un accordo di diritto internazionale vincolante assicurano potenzialmente utili da scambi supplementari fino a oltre 1 miliardo di franchi all'anno nel periodo dal 2030 al 2050.

Figura 5: Confronto relativo agli utili da scambi e ai costi di sistema supplementari (= costi di ampliamento aggiuntivi) tra i due scenari «Nessuna cooperazione» e «Accoppiamento dei mercati» [mia. CHF/anno]



Nota: per «costi di ampliamento aggiuntivi» si intendono i costi annuali sostenuti per la costruzione e l'esercizio (costi di capitale, d'esercizio ed energetici) nel territorio nazionale di nuove centrali elettriche che garantiscano, in aggiunta al potenziamento delle energie rinnovabili già previsto dalla legge secondo determinati obiettivi, un approvvigionamento equivalente in caso di capacità di frontiera limitate.

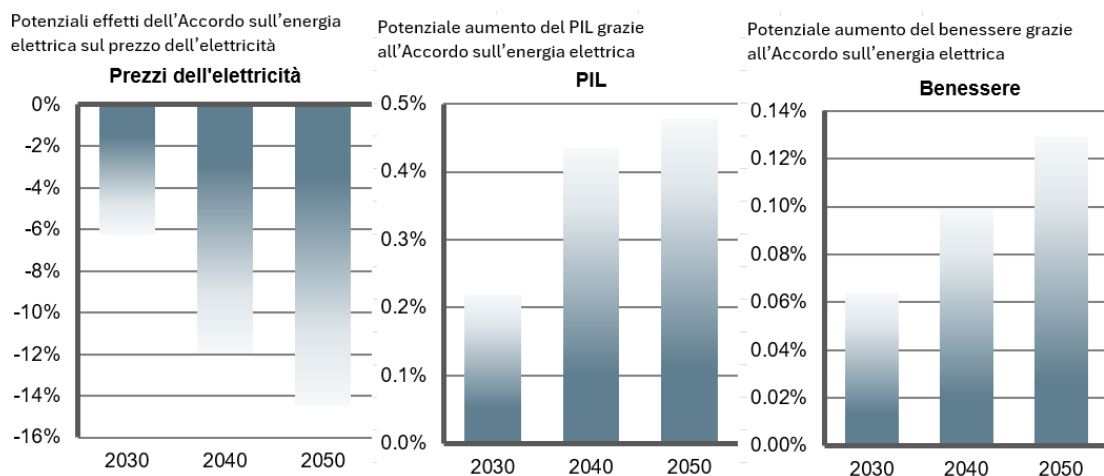
Ripercussioni sull'economia nazionale (prezzi dell'elettricità, PIL, benessere, ecc.)

Le ripercussioni economiche dell'Accordo sull'energia elettrica possono essere stimate solo in modo approssimativo e si limitano a un aspetto importante di tale Accordo, vale a dire la garanzia attraverso il diritto internazionale delle capacità di frontiera. In caso di mancato Accordo sull'energia elettrica non è possibile prevedere quali capacità di frontiera la Svizzera potrebbe avere con o senza una cooperazione tecnica. Non è quindi nemmeno possibile quantificare il beneficio di un accordo sull'energia elettrica di diritto internazionale che garantisca capacità di frontiera.

Le ripercussioni economiche dell'Accordo sull'energia elettrica rispetto a uno scenario in cui le capacità di frontiera sono fortemente limitate per mancanza sia di un tale Accordo sia di una cooperazione tecnica possono essere riassunte come segue (v. figura 6 e figura 7):

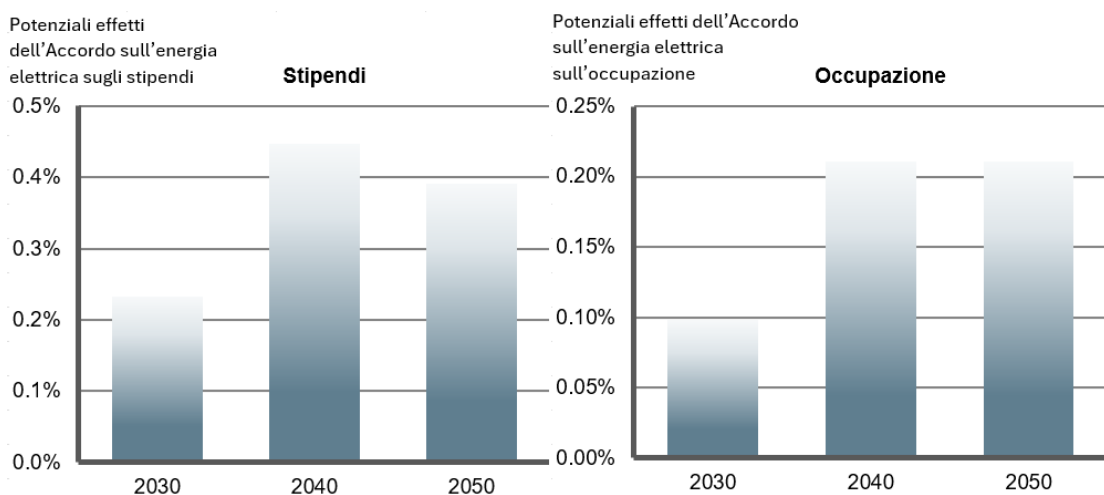
- l'Accordo sull'energia elettrica tende a far scendere i prezzi dell'elettricità nel Paese (prezzo medio al cliente finale per l'energia e l'utilizzo della rete), a condizione che con tale Accordo soprattutto le capacità di frontiera di importazione siano più elevate che non senza Accordo. Con l'Accordo sull'energia elettrica i prezzi dell'elettricità nel 2050 saranno fino al 14 % più bassi rispetto a uno scenario senza accordo;

Figura 6: Potenziali ripercussioni dell'Accordo sull'energia elettrica (capacità di frontiera garantite dal diritto internazionale) sul prezzo dell'energia elettrica, sul prodotto interno lordo (PIL) e sul benessere della popolazione



Guida alla lettura: non è possibile prevedere quali capacità di frontiera la Svizzera potrebbe avere senza Accordo sull'energia elettrica e con o senza una cooperazione tecnica. Non è quindi nemmeno possibile quantificare il beneficio di un accordo di diritto internazionale che garantisca capacità di frontiera. La differente intensità di colore nel grafico illustra questa incertezza.

Figura 7: Potenziali ripercussioni dell'Accordo sull'energia elettrica (garanzia di capacità di frontiera tramite il diritto internazionale) sugli stipendi e sull'occupazione



- prezzi dell'elettricità più bassi si traducono in un prodotto interno lordo (PIL) più elevato, quindi in una maggiore attività economica. Prezzi dell'elettricità più bassi rafforzano la competitività dell'economia svizzera, soprattutto nei settori energivori, e migliorano il potere d'acquisto delle economie domestiche, il che in ultima analisi è responsabile dell'aumento del PIL. Il potenziale guadagno in termini di PIL derivante dall'Accordo potrebbe ammontare a poco meno dello 0,5 % nel 2050 rispetto a uno scenario con capacità trasfrontaliere sensibilmente ridotte (scenario «Nessuna cooperazione»).
- Maggiori capacità di frontiera derivanti dall'Accordo sull'energia elettrica avranno ripercussioni positive, benché di entità marginale, sul benessere (il benessere corrisponde alle possibilità per le economie domestiche di consumo e di godere del tempo libero).
- La diminuzione dei prezzi dell'elettricità e l'aumento dell'attività economica porteranno a un aumento dei salari (potenzialmente fino a un buon +0,4 %) e a un leggero incremento dell'occupazione (potenzialmente fino a circa +0,2 %).

Ripercussioni sul settore dell'energia elettrica

Come già menzionato, un accordo permetterebbe al settore dell'energia elettrica di mantenere o aumentare i propri utili da scambi. Gli utili da scambi calcolati in questo studio sono quelli conseguiti principalmente dalle imprese svizzere del settore elettrico che partecipano allo scambio internazionale di energia elettrica. Si tratta di imprese come Axpo, Alpiq, BKW e Repower, che dispongono di proprie centrali elettriche e possono ottimizzarne l'esercizio attraverso lo scambio internazionale di energia elettrica. Gli utili da scambi rafforzano le imprese svizzere del settore elettrico attive nello scambio internazionale di energia elettrica, con conseguenze per gli investimenti e la forza innovativa di queste imprese. Qualsiasi tipo di utili, compresi gli **utili da scambi, rafforzano il potere di investimento e di innovazione** del settore elettrico svizzero. Un alto livello di innovazione facilita la trasformazione del sistema energetico volta al raggiungimento dell'obiettivo di azzeramento delle emissioni nette. Per far avanzare il potenziamento della produzione di energia elettrica rinnovabile serve potere d'investimento.

L'Accordo sull'energia elettrica assicura il **riconoscimento reciproco delle garanzie di origine (GO)** ed estende al mercato dell'UE l'area per la vendita delle GO svizzere. Tuttavia, con l'Accordo sull'energia elettrica decade l'obbligo di garantire nel servizio universale una quota di elettricità prodotta sul territorio nazionale. La potenziale domanda di GO svizzere da parte dell'UE compensa quindi l'abolizione nel servizio universale della quota obbligatoria di elettricità prodotta in territorio nazionale. Al momento l'effetto complessivo sui prezzi delle GO svizzere non è chiaro.

L'Accordo porrebbe fine anche alla priorità per l'immissione in rete disciplinata dai contratti a lungo termine («**long-term contract**», LTC) con le centrali elettriche francesi. Questi contratti prevedono la possibilità di prelevare energia dalle centrali nucleari a un prezzo fissato contrattualmente e nel contempo l'accesso prioritario, ossia garantito, alle capacità di trasporto transfrontaliere. I titolari di LTC riceverebbero in cambio un indennizzo finanziario per un periodo transitorio di sette anni. Le centrali idroelettriche situate lungo il confine svizzero e che già

dispongono di priorità di immissione minime (sotto i 65 MW) potranno mantenerle per un periodo transitorio di 15 anni. Le capacità di frontiera già prenotate per i titolari di LTC svizzeri saranno messe a disposizione del mercato, il che aumenterà l'efficienza dello stesso e anche i ricavi dei gestori della rete di trasmissione legati alla gestione delle congestioni. Ciò potrà contribuire a ridurre i costi di rete, che sono a carico di tutti i consumatori di energia elettrica. In futuro il surplus conseguito dai titolari di LTC andrà quindi, in ultima analisi, a beneficio dei consumatori di energia elettrica.

L'apertura del mercato dell'elettricità a tutti i consumatori finali genererà maggiore concorrenza nel settore e maggiore pressione per migliorare l'efficienza. Le economie domestiche e le PMI beneficeranno di una scelta più ampia (soprattutto se il loro fornitore del servizio universale ha tariffe elevate). Grazie all'apertura totale del mercato l'Accordo sull'energia elettrica creerà anche nuove opportunità per l'innovazione dei prodotti e dei processi e per lo sviluppo di nuovi business model. L'apertura del mercato dell'elettricità a tutti i consumatori finali dovrebbe portare anche a un leggero consolidamento del settore elettrico svizzero, che è già in corso a causa della digitalizzazione e dell'aumentata complessità. Si prevede un certo grado di convergenza dei prezzi dell'elettricità all'interno della Svizzera.

Secondo l'attuale legge svizzera sull'approvvigionamento elettrico (LAEI), in Svizzera i gestori delle reti di distribuzione (GRD) devono essere disgiunti da altre parti del settore elettrico sul piano contabile e delle informazioni. L'Accordo sull'energia elettrica prevede un'ulteriore **disgiunzione dei maggiori GRD** con più di 100 000 clienti sul piano legale e organizzativo. Ciò riguarda solo pochi GRD in Svizzera. I valori patrimoniali del gestore di rete possono rimanere nelle mani dello stesso proprietario, pertanto non si arriverà allo smantellamento di AAE. La disgiunzione comporterà costi di transazione una tantum per un numero esiguo di gestori delle reti di distribuzione. A lungo termine è quindi ragionevole attendersi effetti positivi sulla concorrenza e sull'efficienza.

Ripercussioni sul settore pubblico

Il settore pubblico è il principale proprietario delle imprese elettriche svizzere: quasi il 90 % delle aziende di approvvigionamento energetico (AAE) svizzere è di proprietà del settore pubblico, ovvero dei Cantoni e dei Comuni. Solo l'8 % circa appartiene a privati svizzeri, mentre il 2 % appartiene a investitori stranieri.³ Gli utili conseguiti dalle AAE vanno in ultima analisi a beneficio dei rispettivi proprietari, cioè principalmente del settore pubblico, sotto forma di distribuzione dell'utile e/o di migliore valutazione del valore dell'impresa. Il settore pubblico può partecipare almeno parzialmente e indirettamente agli utili da scambi. In definitiva ne traggono vantaggio i cittadini stessi attraverso prestazioni statali supplementari oppure sgravi fiscali.

³ <https://www.avenir-suisse.ch/stattliche-gewinne-staatlicher-stromversorger/>

Ripercussioni sui consumatori di energia elettrica

I consumatori di elettricità possono attendersi, *ceteris paribus*, prezzi dell'energia elettrica più bassi. Questa riduzione dei prezzi deriverà da negoziazioni più efficienti sui mercati day-ahead e intraday, ma anche sui mercati dell'energia di regolazione. Si prevede inoltre che l'Accordo sull'energia elettrica e la piena integrazione della Svizzera nel mercato interno dell'elettricità europeo determineranno una riduzione dei flussi di carico non pianificati e quindi una minore necessità di costose misure correttive (ridispacciamento). Tutto questo porterà a una riduzione dei costi e, in ultima analisi, dei prezzi dell'elettricità per i consumatori. Nel presente studio questi guadagni di efficienza non sono stati quantificati, ma è certo che miglioreranno i prezzi relativi e la competitività delle imprese svizzere.

I prezzi nazionali dell'elettricità reagiscono in forte misura alle limitazioni delle capacità di esportazione e importazione. Garantire le capacità di frontiera attraverso un accordo di diritto internazionale è quindi di importanza fondamentale. Con l'Accordo sull'energia elettrica i prezzi dell'elettricità sarebbero fino al 14 % più bassi nel 2050. In tal caso il fatturato (valore della produzione lorda) delle imprese energivore crescerebbe fino a circa il 2 %. Anche le economie domestiche beneficerebbero della riduzione dei prezzi dell'elettricità e dell'aumento degli stipendi. Ne beneficerebbero tendenzialmente soprattutto le economie domestiche con un reddito ridotto, in quanto esse spendono per l'energia elettrica una quota del proprio stipendio in proporzione maggiore e il reddito da lavoro rappresenta una parte maggiore del loro reddito totale rispetto alle famiglie più ricche - in altre parole, trarrebbero maggiori benefici da prezzi dell'elettricità più bassi e da stipendi più alti.

Inoltre, la liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica porterà vantaggi ai clienti finali più piccoli, a condizione che questi ultimi siano disposti a cambiare: infatti, nel caso in cui i prezzi dell'elettricità sul libero mercato fossero elevati, i clienti finali più piccoli potrebbero passare al servizio universale e beneficiare dei bassi costi di produzione dell'elettricità applicati in Svizzera. Questo vale in particolare per i clienti finali di AAE che hanno una quota elevata di produzione propria e partendo dal presupposto che la regolamentazione dei costi di produzione venga portata avanti. Qualora, invece, i prezzi sul mercato e delle importazioni fossero bassi, i clienti finali più piccoli potrebbero optare per il libero mercato. Nel complesso l'apertura del mercato dell'elettricità a tutti i consumatori finali porterebbe, quanto meno in un mondo ideale pronto al cambiamento, a un trasferimento del surplus dai produttori ai consumatori, con un saldo positivo quindi per i piccoli consumatori. Tale vantaggio per i piccoli consumatori è indipendente dalla futura regolamentazione del servizio universale. A seconda di tale regolamentazione il servizio universale può tutelare il consumatore finale oppure il gestore della rete (o il produttore). È però fondamentale che la liberalizzazione del mercato conceda anche ai piccoli consumatori finali la libertà di scegliere se partecipare al libero mercato oppure rimanere nel servizio universale. In tal modo potranno, a seconda della regolamentazione del servizio universale, evitare gli svantaggi di quest'ultimo oppure beneficiare dei vantaggi che offre.

Ripercussioni sulla sicurezza dell'approvvigionamento elettrico

Con l'Accordo sull'energia elettrica con l'UE, la Svizzera raggiungerebbe un livello più elevato di sicurezza dell'approvvigionamento e a costi inferiori rispetto al caso in cui non ci fosse alcun accordo. L'Accordo con l'UE ridurrebbe il rischio di un'interruzione di corrente su larga scala («blackout») o di una penuria di energia elettrica (l'entità della riduzione del rischio non può essere valutata nell'ambito del presente studio), che avrebbero costi economici potenzialmente molto elevati (interruzione della produzione, rischio per la vita e l'incolumità delle persone, perdita di reputazione per la Svizzera come luogo in cui vivere e come piazza economica).

Ripercussioni sull'ambiente

Le ripercussioni ambientali dell'Accordo sull'energia elettrica con l'UE sono complessivamente positive, ma probabilmente di minima entità. Esse derivano principalmente dalle opportunità di scambio con l'UE e dal guadagno generale di efficienza dovuto all'accoppiamento dei mercati e al conseguente minore potenziamento dell'infrastruttura per la produzione di energia. Un minore potenziamento dell'infrastruttura per la produzione di energia avrebbe minime ripercussioni sull'ambiente, in primo luogo sul paesaggio, sugli spazi naturali e sulla biodiversità. Inoltre, diminuirebbero le emissioni di gas serra, che vengono generate dalla produzione, dall'installazione e dallo smaltimento degli impianti.

1 Einleitung

Ausgangslage

Im Frühjahr 2024 haben die Europäische Union (EU) und die Schweiz Verhandlungen eröffnet mit dem Ziel, die bilateralen Beziehungen zu stabilisieren und weiterzuentwickeln. Die Verhandlungen zum sogenannten breiten Paketansatz wurden am 20. Dezember 2024 materiell beendet. Grundpfeiler des Pakets ist der sektorielle, hindernisfreie Zugang zum EU-Binnenmarkt. Das Paket umfasst die Aktualisierung der bestehenden fünf Binnenmarktabkommen (Landverkehr, Luftverkehr, Landwirtschaft, gegenseitige Anerkennung von technischen Konformitätsbewertungen, Personenfreizügigkeit), neue Binnenmarktabkommen in den Bereichen Strom und Lebensmittelsicherheit, neues Kooperationsabkommen zu Gesundheit, neues Programmabkommen in den Bereichen Bildung, Forschung, Innovation und Gesundheit sowie einen regelmässigen Schweizer Beitrag an die wirtschaftliche und gesellschaftliche Kohäsion in der EU.

Stromabkommen

Die Schweiz ist eng in das europäische Stromsystem mit über 40 grenzüberschreitenden Grenzübertragungsleitungen eingebunden. Das ist historisch gewachsen und geografisch gegeben. Mit der Schaffung eines EU-Strombinnenmarktes entstehen und entstanden substantielle Divergenzen zwischen physikalischer und kommerziell-rechtlicher Einbindung in Bezug auf die Schweiz. Die fehlende völkerrechtliche Absicherung der Integration ins europäische Stromsystem ist für die Schweiz mit Nachteilen verbunden. Mit dem Abschluss des Stromabkommens strebt die Schweiz eine Teilnahme am EU-Strombinnenmarkt an, insbesondere zur Stärkung der Versorgungssicherheit und Netzstabilität sowie zur Erleichterung des Stromhandels.

Ziel der Analyse

Der Bundesrat hat am 26. Juni 2024 das SECO und das EDA beauftragt, in Zusammenarbeit mit den fachverantwortlichen Ämtern – im Falle des Stromabkommens das BFE – die Arbeiten zur Analyse der volkswirtschaftlichen Auswirkungen aufzunehmen.

In der vorliegenden Studie werden die **volkswirtschaftlichen Auswirkungen des ausgehandelten Stromabkommens** zwischen der Schweiz und der Europäischen Union analysiert.

Struktur des Berichts

Das nachfolgende Kapitel 2 bietet einen Überblick über das ausgehandelte Stromabkommen. Das Kapitel 3 fasst das methodische Vorgehen zusammen. Im Kapitel 4 werden die wesentlichen Wirkungen des Stromabkommens einzeln und partialanalytisch diskutiert. Die relevantesten volkswirtschaftlichen Effekte eines Stromabkommens werden im Kapitel 5 zumindest teilweise grob quantifiziert. Die wesentlichsten Erkenntnisse werden im Kapitel 6 zusammengefasst.

Um die komplexe Thematik lesbar zu halten, werden die Annahmen, Berechnungen und detaillierteren Erklärungen im Anhang dargestellt. In den Hauptkapiteln werden die Resultate der Berechnungen nur sehr kurz dargestellt und für weitere Details auf den Anhang verwiesen.

2 Überblick über das Stromabkommen

Regel Stromaustausch und -handel mit der EU

Die Schweiz ist mit 41 grenzüberschreitenden Stromleitungen eng mit dem europäischen Stromnetz verbunden. Die Schweiz ist wie kein anderes Land in Europa mit dem europäischen Strommarkt vernetzt: Der gesamte Stromhandel (Importe und Exporte) ist beinahe so hoch wie die gesamte Schweizer Landeserzeugung (vgl. Abbildung 2-2, Grafik oben links⁴). Dies ist auch im Vergleich mit unseren Nachbarländern sehr hoch: In Frankreich, Italien und Deutschland beträgt der Anteil des Stromhandels an der Landeserzeugung 18 % bis 24 %. Auch Österreich liegt mit 60 % unter den 96 % der Schweiz.⁵ Der rege Stromaustausch der Schweiz mit ihren Nachbarländern zeigt die grosse Bedeutung der Schweiz als Transitland der europäischen Stromversorgung.

Stromaustausch mit der EU ist für die Schweiz von grosser Bedeutung

Die Schweiz ist in der Regel Netto-Importeurin in den Wintermonaten (Oktober bis März) und Netto-Exporteurin in den Sommermonaten (April bis September) (vgl. Abbildung 2-2, Grafik oben rechts⁶). Gemäss den Energieperspektiven 2050+ des Bundesamts für Energie ist davon auszugehen, dass die Schweiz auch längerfristig Netto-Importeurin im Winter bleibt. Weiter schwanken Stromexport und -import nicht nur saisonal, sondern auch über die Jahre: In hydrologisch ungünstigen Jahren ist die Schweiz auf Netto-Importe angewiesen, in hydrologisch günstigen Jahren weist die Schweiz einen Netto-Export-Überschuss aus (vgl. Abbildung 2-2, Grafik unten⁷). Ein funktionierender Stromhandel ist damit zentral für die Schweizer Wasserkraft.

Fehlende Absicherung und Einbindung

Die Schweiz ist nicht Teil des EU-Strombinnenmarktes und diese fehlende Einbindung sowie die Abwesenheit einer Absicherung der Grenzkapazitäten sind mit Nachteilen verbunden. Die Betreiberin des Schweizer Übertragungsnetzes, Swissgrid, ist nur zum Teil in die europäischen

⁴ Quelle: Bundesamt für Energie (2025), Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2024, Elektrizitätsbilanz der Schweiz (Kalenderjahr), in GWh, aktualisiert am 31.3.2025.

⁵ Quellen: <https://ember-energy.org/data/yearly-electricity-data/>
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2025/20250103_smar.html
https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Grafik/Stromstatistik/Stromstatistik.pdf
<https://analysesetdonnees.rte-france.com/en/markets/imports-exports>
<https://www.statista.com/statistics/1357946/net-electricity-trade-balance-italy/>

⁶ Quelle: Bundesamt für Energie (2025), Elektrizitätsbilanz der Schweiz – Monatswerte in GWh, aktualisiert am 31.3.2025.

⁷ Quelle: Bundesamt für Energie (2025), Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2024, Elektrizitätsbilanz der Schweiz (Kalenderjahr), in GWh, aktualisiert am 31.3.2025.

Prozesse zur Sicherstellung der Netzstabilität eingebunden. Dies führt zu ungeplanten Stromflüssen der EU durch die Schweiz und zu steigenden Kosten für die Netzstabilisierung. Die grenzüberschreitenden Stromflüsse werden künftig stark zunehmen infolge einer weitgehenden Elektrifizierung und einem deutlichen Ausbau von erneuerbaren Energien. Dadurch werden sich die Herausforderungen der Schweiz aufgrund fehlender Einbindung in den Strombinnenmarkt verschärfen. Auch ist die Verfügbarkeit der Strom-Grenzkapazitäten zum Import von Strom nicht in allen Fällen gewährleistet. Zudem könnten künftig die Grenzkapazitäten für den Import und Export zwischen der Schweiz und der EU abnehmen, da die EU einen hohen Anteil der grenzüberschreitenden Netzkapazitäten für den Stromhandel reservieren wird (70%-Regel). Der Einbezug von Grenzkapazitäten gegenüber Drittstaaten wie die Schweiz ist EU-rechtlich nicht geregelt. Eine reduzierte Importkapazität im Winter verschlechtert die Winter-Versorgungslage und eine reduzierte Exportkapazität schmälert die Handelsmöglichkeiten der Schweizer Stromwirtschaft – insbesondere der flexibel einsetzbaren Wasserkraftwerke.

Netzstabilität und Versorgungssicherheit

Das Stromabkommen bringt vollen Zugang zum europäischen Strombinnenmarkt und vereinfacht damit den Stromhandel und -austausch, insbesondere auch für die Schweizer Wasserkraftproduzenten. Es stärkt die Netzstabilität und die Versorgungssicherheit. Die Grundversorgung für kleinere Endkunden bleibt erhalten und die Schweizer Wasserkraft kann sich weiterhin in der öffentlichen Hand befinden. Die nachfolgende Abbildung 2-1 zeigt die wichtigsten Änderungen, welche ein Stromabkommen mit sich bringt.

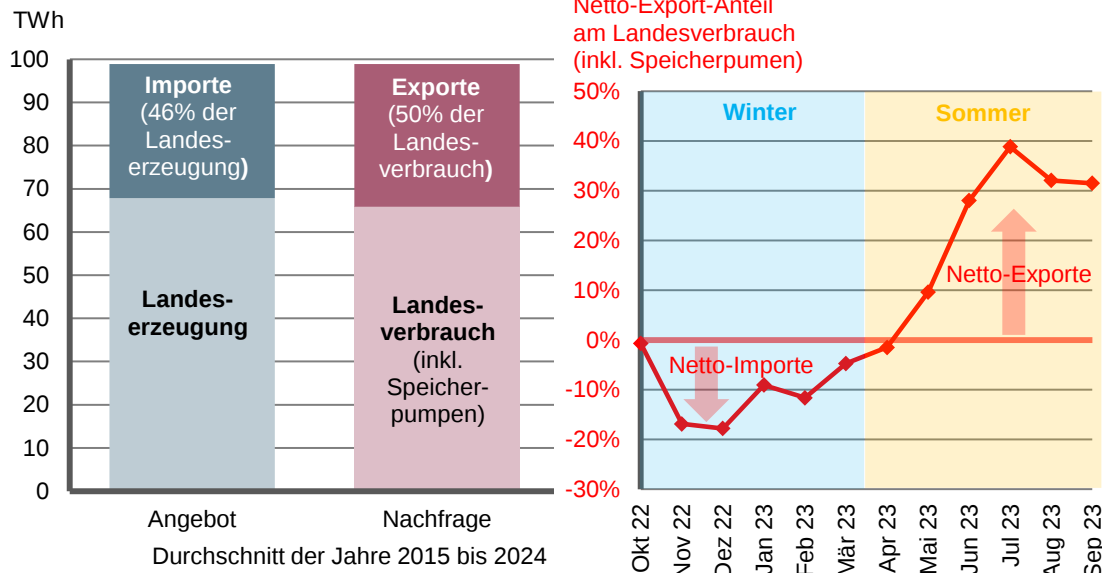
Abbildung 2-1: Überblick über das Stromabkommen

Bestandteil des Stromabkommens	Verhandlungsergebnis
Marktkopplung und völkerrechtliche Absicherung der Grenzkapazitäten	Mit dem Stromabkommen nimmt die Schweiz teil am gekoppelten Day-Ahead-Markt (<i>Single Day-Ahead Coupling</i> , SDAC) und am Intraday-Markt (<i>Single Intraday Coupling</i> , SDIC) und kann sich an der Weiterentwicklung des europäischen Strommarkts einbringen. Weiter dürfen mit einem Stromabkommen die Nachbarstaaten die Grenzkapazitäten in die Schweiz nicht einschränken, auch im Fall einer Energiekrise nicht. Die Grenzkapazitäten werden völkerrechtlich abgesichert. Das Stromabkommen erhöht damit die Versorgungssicherheit und reduziert den Bedarf an Stromreserven. Der Bau von notwendigen Reservekraftwerken in der Schweiz ist bei Bedarf auch in Zukunft möglich, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.
Zugang zu Regelenenergie-märkten	Mit dem Stromabkommen kann die Schweiz vollumfänglich an den Regelenenergie-Kooperationen und -Plattformen diskriminierungsfrei teilnehmen – was die Netzwerkstabilität und die Regelenenergie-Handelsopportunitäten erhöht.
Strommarktöffnung mit Grundversorgung (freie Wahl des Stromlieferanten)	Alle Schweizer Endverbraucherinnen und -verbraucher können mit dem Stromabkommen den Stromlieferanten frei wählen. Haushalte und kleinere Unternehmen mit einem Jahresverbrauch von maximal 50 MWh pro Jahr und Arbeitsstätte haben die Wahl, in den Markt zu wechseln, weiterhin in der regulierten Grundversorgung mit regulierten Preisen zu bleiben oder (unter Berücksichtigung von Fristen und allenfalls unterjährigen Wechselgebühren) in diese zurückzukehren. Schweizer Stromversorger und Verteilnetzbetreiber können in der öffentlichen Hand bleiben und in der öffentlichen Verwaltung integriert bleiben.
Abschaffung Vorrang Long Term Contracts (LTC)	Der in den LTC festgehaltene Vorrang im grenzüberschreitenden Handel wird abgeschafft. Es konnte aber eine Übergangsdauer von sieben Jahren mit finanzieller Kompensation der Schweizer Vertragshalter erreicht werden. Wasserkraft-Grenzkraftwerke mit bestehenden, geringfügigen Einspeisevorrängen behalten diese während einer Übergangsdauer von 15 Jahren.
Entflechtung Verteilnetzbetreiber	Das Stromabkommen mit der EU umfasst die rechtliche und organisatorische Entflechtung des Netzbetriebs von den übrigen Tätigkeitsbereichen vertikal integrierter Unternehmen (u.a. Energieversorgungsunternehmen (EVU) mit Produktion, Handel, Vertrieb und Verteilung von Elektrizität) mit mehr als 100'000 angeschlossenen Kunden.
Gegenseitige Anerkennung von Herkunftsnachweisen (HKN)	Mit dem Abschluss eines Stromabkommens mit der EU würde eine gegenseitige Anerkennung von HKN zwischen EU und CH gelten. Damit könnten Schweizer HKN wieder in den EU-Markt exportiert werden.
Erneuerbare Brenn- und Treibstoffe	Das Stromabkommen enthält eine Klausel, wonach die Schweiz und die EU eine weitere Vertiefung der Kooperation im Energiesektor, insbesondere für Wasserstoff und erneuerbare Gase, prüfen werden.
Einbindung in die transeuropäische Energieinfrastruktur	Das Stromabkommen tangiert die Einbindung der Schweiz in die transeuropäische Energieinfrastruktur nur am Rande, wird aber die Aufnahme von Schweizer Projekten erleichtern.
Umfeld für Schweizer Investoren in der EU	Das Stromabkommen stärkt in der Tendenz das Investitionsumfeld für Investitionen von CH-Investoren in Strominfrastrukturen in der EU.
Wasserkraft	Das Stromabkommen enthält keine Vorgaben zum Wasserzins oder zur Vergabe von Konzessionen für Wasserkraftwerke, sodass die bisherige Praxis fortgeführt werden kann. Zudem wird darin festgehalten, dass die Schweiz eigenständig über die Nutzung ihrer Wasserkraft entscheiden und diese sich in öffentlicher Hand befinden kann.

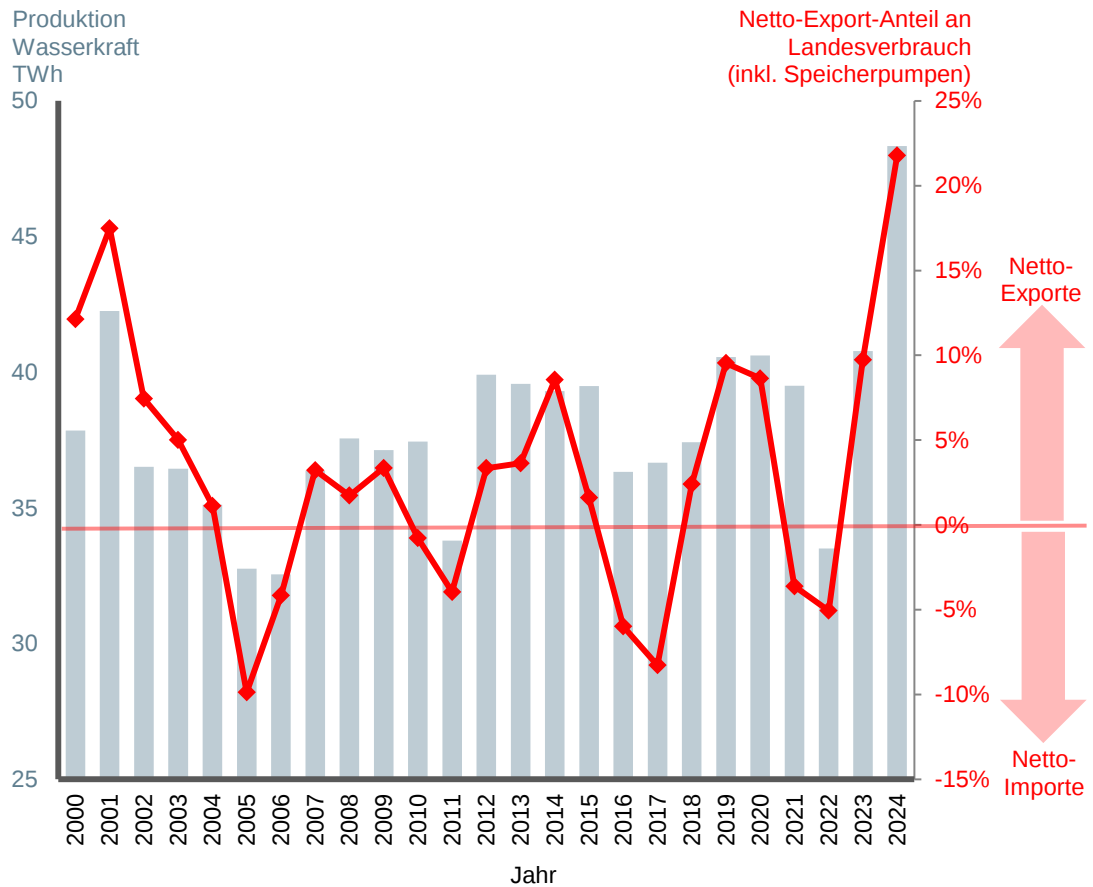
Abbildung 2-2: Reger Stromaustausch zwischen der Schweiz und der EU

Regel Stromaustausch zwischen der Schweiz und ihren Nachbarländern

Schweiz ist Netto-Importeur im Winter und Netto-Exporteur im Sommer



Stromhandel ist zentral für die Schweizer Wasserkraft – in hydrologisch ungünstigen Jahren wird netto importiert, in hydrologisch günstigen Jahren netto exportiert



3 Methodisches Vorgehen

Herangehensweise für die Analyse der volkswirtschaftlichen Auswirkungen

Ein Stromabkommen der Schweiz mit der EU würde den Schweizer Strommarkt und den Stromhandel in vielfältiger Weise verändern. Dies hätte nicht nur Auswirkungen auf die Stromwirtschaft selbst, sondern auf die ganze Volkswirtschaft. Da in der zur Verfügung stehenden Zeit keine umfassende modellgestützte Analyse durchgeführt werden konnte, wurde wie folgt vorgegangen:

- *Identifikation der wesentlichen Bestandteile des Stromabkommens:* Zusammen mit dem Auftraggeber wurden die wesentlichen Bestandteile und vermuteten Effekte des Stromabkommens identifiziert.
- *Wirkungsmodell:* Für die identifizierten Stromabkommens-Bestandteile bzw. -Effekte wurde ein grafisches Wirkungsmodell erstellt, in dem die Hauptwirkungen und Zusammenhänge erfasst wurden. Diese grafischen Wirkungsmodelle wurden mit verschiedenen Stakeholdern plausibilisiert.⁸
- *Partialanalyse:* Die in den Wirkungsmodellen erfassten Wirkungszusammenhänge wurden partialanalytisch qualitativ diskutiert und im Hinblick auf ihre volkswirtschaftliche Relevanz grob beurteilt.
- *Volkswirtschaftliche Analyse:* Die relevantesten volkswirtschaftlichen Effekte eines Stromabkommens konnten nur teilweise quantifiziert werden:
 - Der volkswirtschaftliche Nutzen der mit dem Stromabkommen völkerrechtlich abgesicherten, der Schweiz zur Verfügung stehenden Import- und Exportkapazitäten konnte grob quantifiziert werden. Dazu wurde ein partialanalytisches, statisches Stromhandelsmodell erstellt. Die Resultate aus diesem statischen Stromhandelsmodell flossen dann in das für die Energieperspektiven 2050+ erstellten Mehrländer-Gleichgewichtsmodell, mit welchem die volkswirtschaftlichen Auswirkungen berechnet wurden.
 - Die volkswirtschaftlichen Auswirkungen einer durch das Stromabkommen verbesserten Versorgungssicherheit konnten nur qualitativ diskutiert werden.

⁸ Vertiefende Interviews wurden geführt mit Fachpersonen der EICOM, von Swissgrid, des BFE, SECO und BAFU.

4 Partialanalytische Auswirkungen des Stromabkommens

Die Abbildung 4-1 zeigt die einzelnen Bestandteile des Stromabkommens und ihre Grobbeurteilung aus einer volkswirtschaftlichen Perspektive. Wichtigster Bestandteil des Stromabkommens ist die Marktkopplung und damit die völkerrechtliche Absicherung der Grenzkapazitäten. Ebenfalls wichtig ist der Zugang zu den Regelenergie-Plattformen und den EU-Systemdienstleistungen. Die Öffnung des heimischen Strommarktes auch für Endkunden mit geringem Stromverbrauch (freie Wahl des Stromlieferanten) wird kontrovers diskutiert, ist aber aus volkswirtschaftlicher Perspektive nicht so relevant wie die vorgängig erwähnten Bestandteile. Wie die Abbildung 4-1 zeigt, sind im Stromabkommen noch weitere Bestandteile geregelt, die aber kaum relevante volkswirtschaftliche Auswirkungen zeitigen.

Abbildung 4-1: Überblick der betrachteten Bestandteile des Stromabkommens und den erwarteten Effekten durch ein Stromabkommen mit der EU

Kapitel	Bestandteil des Stromabkommens	Methode zur Analyse der Auswirkungen	Volkswirtschaftliche Auswirkungen (Relevanz für Wohlfahrt und Wirtschaftsaktivität der Schweiz)
4.1	Marktkopplung und völkerrechtliche Absicherung der Grenzkapazitäten	Quantitativ (<i>statisches Stromhandelsmodell und dynamisches Mehrländer-Gleichgewichtsmodell</i>) Qualitativ	Potenziell substanzielle Auswirkungen: Potenziell höhere Handelsgewinne, tiefere Stromsystemkosten Substanzielle Auswirkungen: Effizienzgewinne im impliziten Handel (also bei simultan gehandeltem Strom und Grenzkapazität), tiefere Kosten für Netzstabilität (weniger Bedarf an Regelernergie, Redispatch, Netzverstärkungen und Ausbauten),
4.2	Zugang zu Regelmärkten	Qualitativ	Substanzielle Auswirkungen: Tiefere Kosten für die Beschaffung von Regelernergie für die Schweiz. Handelsopportunitäten für die Schweizer Stromwirtschaft zum Angebot von Regelernergie auf ausländischen Märkten.
4.3	Strommarktöffnung mit Grundversorgung (freie Wahl des Stromlieferanten)	Qualitativ	Geringe Auswirkungen: In der Tendenz positiv für Haushalte und Kleinkunden, gewisse Tendenz zur Konsolidierung bei den EVUs
4.4	Abschaffung Vorrang Long Term Contracts (LTC)	Qualitativ	Geringe Auswirkung
4.5	Entflechtung Verteilnetzbetreiber	Qualitativ	Geringe Auswirkung
4.6	Gegenseitige Anerkennung von Herkunftsnachweisen (HKN)	Qualitativ	Geringe Auswirkung
4.7	Erneuerbare Brenn- und Treibstoffe	Qualitativ	Keine relevanten Auswirkungen
4.8	Einbindung in die trans-europäische Energieinfrastruktur	Qualitativ	Keine relevanten Auswirkungen
4.9	Umfeld für Schweizer Investoren in der EU	Qualitativ	Keine relevanten Auswirkungen

Legende: geringe Auswirkungen = aus volkswirtschaftlicher Sicht keine bedeutenden Änderungen infolge eines Stromabkommens im Vergleich zu einer Situation ohne Stromabkommen.
substanzielle Auswirkungen = die aus volkswirtschaftlicher Sicht wichtigsten positiven Änderungen infolge eines Stromabkommens im Vergleich zu einer Situation ohne Stromabkommen.

4.1 Marktkopplung und Grenzkapazitäten

Zusammenfassung: Die lastflussbasierte Marktkopplung (FBMC Flow-Based Market Coupling) erhöht die Wohlfahrt, indem sie die Kapazitätsnutzung der Stromnetze und die Strompreis-Konvergenz zwischen den Preiszonen verbessert. Insbesondere ermöglicht das Stromabkommen der Schweiz die Teilnahme am «Single Day Ahead Coupling» sowie am «Single Intraday Coupling» der EU und somit an der EU-Kapazitätsberechnung und -allokation. Dies erhöht die Effizienz des Stromsystems, indem ungeplante Lastflüsse und der Redispatch-Bedarf reduziert werden.

Zudem sichert das Stromabkommen Import- und Exporttransportkapazitäten für die Schweiz völkerrechtlich ab. Dies stärkt dank der Absicherung der Importkapazitäten die Versorgungslage und sichert dank der Absicherung der Exportkapazitäten die Handelsmöglichkeiten ab:

- *Bessere Stromversorgungslage – geringere Stromsystemkosten:* Mit einem Stromabkommen wird durch die Marktkopplung insbesondere die Versorgungslage im Winter gestärkt. Der Ausbau von Wind, Photovoltaik und Wasserkraft gemäss den im Energiegesetz verankerten Zielen für erneuerbare Energien setzen zusammen mit dem Stromabkommen den Grundstein dafür, dass die Nachfrage auch im Winter gedeckt werden kann. Sofern die Grenzkapazitäten mit der Schweiz stark eingeschränkt würden, müsste die Schweiz ihr Stromsystem weiter ausbauen und somit mit höheren Stromsystemkosten rechnen, um eine äquivalente Versorgungslage zu erreichen. Stellt man diesen Ausbau des Stromsystems in Form von zusätzlicher Stromproduktion im Inland dar, so müssten zusätzlich zum Ausbau der erneuerbaren Energien gemäss geltenden gesetzlichen Zielen heimische Kraftwerke zur Produktion von Winterstrom gebaut werden, um im Jahr 2050 eine äquivalente Versorgungslage zu garantieren. So wären bis ins Jahr 2050 – ceteris paribus – zusätzliche heimische Kraftwerke zur Produktion von Winterstrom mit jährlichen Gesamtkosten (Kapital-, Betriebs- und Energiekosten) in der Grössenordnung von jährlich rund 1 Mrd. CHF notwendig. Die Schweiz müsste also ohne Stromabkommen und bei beschränkten Stromimporten insgesamt mehr Strom produzieren und hätte höhere Systemkosten, um dieselbe Winter-Versorgungslage zu garantieren wie mit einem Stromabkommen. So darf die Schweiz also dank der völkerrechtlichen Absicherung der Grenzkapazitäten mit niedrigeren Stromsystemkosten rechnen, als es ohne eine solche Absicherung der Fall wäre.
- *Absicherung von Handelsmöglichkeiten:* Aktuell handelt Swissgrid privatrechtliche Verträge aus, um grenzübergreifend die Netzstabilität und die Export- und Importkapazitäten für die Schweiz sicherzustellen. Die Verträge zwischen den involvierten Übertragungsnetzbetreibern müssen jedoch periodisch neu verhandelt werden. Es besteht das Risiko, dass sie in Zukunft weniger vorteilhaft ausfallen oder gar ganz wegfallen. Dabei ist für die Schweiz zentral, dass ab 2026 die EU-Länder mindestens 70 % der grenzüberschreitenden Kapazitäten für den Handel zur Verfügung stellen müssen (70%-Regel). Es wird dabei nicht bestimmt, wie mit Drittstaatenflüssen umgegangen wird. Je nach Auslegung der 70%-Regelung kann dies die Grenzkapazitäten mit der Schweiz und somit die Handelsmöglichkeiten der Schweiz deutlich einschränken. Es besteht also ohne Stromabkommen eine grosse Unsicherheit bezüglich der künftigen Verfügbarkeit von Grenzkapazitäten. Mit einem Stromabkommen besteht dagegen in Bezug darauf Sicherheit. Mit der völkerrechtlich verbindlichen Absicherung der Grenzkapazitäten können im Zeitraum 2030 bis 2050 potenziell zusätzliche Handelsgewinne im Umfang von jährlich bis über 1 Mrd. CHF gesichert werden. Diese Handelsgewinne kommen zumindest teilweise auch den Steuerzahlenden zugute.

Das Stromabkommen bzw. die lastflussbasierte Marktkopplung reduziert die ungeplanten Lastflüsse und damit den Bedarf an Redispatch. Diese Kosteneinsparung konnte im Rahmen dieser Studie nicht quantifiziert werden.

Beschreibung

Stromhandel schafft grossen Nutzen

Der grenzüberschreitende Stromhandel schafft einen enormen Nutzen für die Stromkonsumierenden wie auch für die Stromproduzenten: Würden die einzelnen Länder in Europa auf einen autarken Strommarkt setzen, hätte das grosse Wohlfahrtsverluste im Umfang von jährlich 34 Mrd. Euro zur Folge.⁹

Der Stromhandel sorgt dafür, dass Strom von Regionen mit niedrigen Marktpreisen in Regionen mit hohen Marktpreisen fliesst. Regionen, in denen nur begrenzte Mengen an Strom, bspw. Wind- und Solarstrom, erzeugt werden, profitieren so von billigerem Strom (einschliesslich Strom aus erneuerbaren Energien), der anderswo in Europa erzeugt wird. Der Stromhandel schafft aber nicht nur die Voraussetzung für möglichst günstigen Strom, sondern erleichtert auch den Ausbau der erneuerbaren Energien, denn er führt auch zu einer Angleichung der Strompreise: Ohne Stromhandel müssten bei regionalen Stromproduktionsspitzen, also bspw. bei viel Wind oder viel Sonne, die Wind- oder PV-Anlagen viel öfters abgeregelt werden, bzw. der erzeugte Strom hätte keinen «Wert» mehr. Mit Stromhandel wird das Absatzgebiet vergrössert, was gerade für die erneuerbaren Stromproduktionsanlagen förderlich ist.

Marktkopplung bringt einen effizienteren Stromhandel

Neben dem grossen Nutzen durch Stromhandel ermöglicht die Marktkopplung einen effizienteren Einsatz der physisch vorhandenen Grenzkapazitäten: Mit der Marktkopplung können die für den freien Stromhandel zur Verfügung gestellten Grenzkapazitäten optimal genutzt werden, indem diese implizit an das Ergebnis der Markträumung zugewiesen wird und nicht explizit und separat von der Energie ersteigert und gebucht werden müssen. Damit erhöht sich der Nutzen aus dem Stromhandel – insbesondere auch, weil die Stromanbieter und -nachfrager verlässlich mit dem grenzüberschreitenden Stromhandel rechnen können. Dieser Nutzen wird für den europäischen Strommarkt auf jährlich über eine Milliarde Euro geschätzt.¹⁰

Die Marktkopplung, bzw. der dadurch erzielte effizientere Stromhandel, ermöglicht den einzelnen Ländern, von den Stromproduktions- und Stromnachfrage-Flexibilitäten ihrer Nachbarländer zu profitieren, wie bspw. dem Einsatz von Back-up-Kraftwerken, dem Abruf von Strom aus Speichern (Speicherkraftwerke, Batterien, usw.) oder nachfrageseitige Anpassungen. Diese Art von Flexibilität wird zunehmend wichtiger, um die fluktuierende Einspeisung von Wind- und Solarkraftwerken auszugleichen.¹¹

⁹ Die 34 Mrd. CHF im Jahr 2021 entsprechen dem Verlust, wenn kein grenzüberschreitender Stromhandel mehr möglich wäre – also keine Grenzkapazitäten mehr zur Verfügung gestellt werden. Vgl. ACER (2022), ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design.

¹⁰ Vgl. ACER (2022), ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design.

¹¹ Vgl. Trinomics und Artelys (2023), Power System Flexibility in the Penta region – Current State and Challenges for a Future Decarbonised Energy System, und Consentec, Polynomics und EBP (2022), Auswirkungen einer starken Elektrifizierung und eines massiven Ausbaus der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien auf die Schweizer Stromverteilnetze.

Mit der Marktkopplung werden die Bepreisungen der Grenzkapazitäten und damit letztlich auch der Strompreise regional «richtig» gesetzt: Bei hoher Nachfrage ergeben sich hohe Preise, bei tiefer Nachfrage tiefe Preise. Diese Preissignale sind entscheidend für die Investitionen in die Stromproduktionsanlagen und Netze. Diese marktbasierten Preissignale führen längerfristig zu einem günstigeren Ausbau des Stromsystems.

Der gekoppelte europäische Strommarkt wird sich weiter entwickeln: Bei einer entsprechenden Weiterentwicklung des europäischen Strommarkts könnten sich gerade für kleinere Stromanbieter oder -nachfrager neue Möglichkeiten der Marktteilnahme ergeben, bspw. bei den heute vor allem den grossen Marktplayern vorbehaltenen langfristigen Stromlieferverträgen. Hier könnte durch eine – auch grenzüberschreitende – Bündelung von kleineren Stromanbieter und -nachfragern ein effizienterer Markt entstehen.

Situation mit einem Stromabkommen mit der EU

Mit dem Stromabkommen nimmt die Schweiz teil am gekoppelten Day-Ahead-Markt (SDAC Single Day-Ahead Coupling) und am Intraday-Markt (SDIC Single Intraday Coupling)¹² und kann sich bei der Weiterentwicklung des europäischen Strommarkts einbringen. Das Schweizer Stromnetz wird in den EU-Kapazitätsberechnungen mitberücksichtigt und es findet eine gleichberechtigte Zuteilung der Grenzkapazitäten zwischen der Schweiz und ihren Nachbarländern statt – insbesondere wird die Schweiz bzgl. der 70%-Regel nicht mehr als Drittland betrachtet (vgl. nachfolgender Exkurs zur 70%-Regel). Mit dem Stromabkommen werden die Grenzkapazitäten zudem auch völkerrechtlich abgesichert.

Situation ohne Stromabkommen mit technischer Kooperation

Ohne Stromabkommen könnte über eine technische Kooperation zwischen den Übertragungsnetzbetreibern der Schweiz und angrenzenden Ländern eine Berücksichtigung der Schweizer Netzelemente in der Kapazitätsberechnung der EU erreicht werden. Die technischen Vereinbarungen sind allerdings privatrechtlicher Natur und müssten periodisch erneuert bzw. neu verhandelt werden. Mit der technischen Kooperation kann nicht dieselbe Rechtssicherheit und langfristige Planungssicherheit für die Stromwirtschaft erzielt werden wie mit einem Stromabkommen. Mit einer technischen Kooperation dürften insbesondere die ungeplanten Stromflüsse in der Schweiz reduziert werden können. Unklar ist allerdings, mit welchen Grenzkapazitäten die Schweiz längerfristig bei einer technischen Kooperation rechnen kann. Die verbleibende Unsicherheit ist grundsätzlich ungünstig, u.a. weil sie im Extremfall aus Absicherungsgründen ineffiziente zusätzliche Investitionen in Erzeugungsanlagen induzieren kann und die Versorgungssicherheit weniger verlässlich absichert. Kurz- und mittelfristig kann sich die

¹² Lastflussbasierte Marktkopplung: Mit dem Stromabkommen würde die Schweiz an der sogenannten lastflussbasierten Marktkopplung (FBMC Flow-Based Market Coupling) teilnehmen. In der EU sind die nationalen Strommärkte für die Zeitfenster Vortag «Day Ahead» und innerhalb des Tages «Intraday» vollständig gekoppelt. Dies bedeutet, dass die Grenzkapazitäten nicht mehr separat von der Stromlieferung gehandelt werden müssen sondern sog. «implizit» dem Ergebnis der Markträumung zugewiesen wird. In Teilen der EU, insbesondere in Zentraleuropa erfolgt diese Kopplung lastflussbasiert. Dies bedeutet, dass die Berechnung der verfügbaren Kapazitäten regional anhand historischer Lastflüsse maximiert wird.

Schweiz auf technische Vereinbarungen¹³ abstützen, welche die Schweizer Stromnetzelemente in den EU-Kapazitätsberechnungen mitberücksichtigt. Solange die bestehenden technischen Vereinbarungen gelten, sind einseitige Grenzkapazitätsreduktionen seitens unserer Nachbarländer wenig wahrscheinlich.

Situation ohne Stromabkommen und ohne technische Kooperation mit der EU

Ob die bestehenden technischen Vereinbarungen mit den Übertragungsnetzbetreibern benachbarter Regionen auch längerfristig Bestand haben werden, ist unsicher. Ohne Stromabkommen und ohne technische Kooperation, wie wir sie heute kennen, besteht eine grosse Unsicherheit bezüglich der Verfügbarkeit von Grenzkapazitäten. Insbesondere die 70%-Regel würde in diesem Falle die Schweiz vor grosse Herausforderungen stellen (vgl. nachfolgenden Exkurs zur 70%-Regel): Bis spätestens Ende 2025 sollen die EU-Länder mindestens 70 % der grenzüberschreitenden Kapazitäten für den Handel zur Verfügung stellen (70%-Regel). Es wird dabei nicht bestimmt, wie mit Drittstaaten – also bspw. der Schweiz – umgegangen wird. Je nach Auslegung kann dies die Austauschkapazitäten mit der Schweiz und somit die Handelsmöglichkeiten der Schweiz einschränken (vgl. nachfolgender Exkurs zur 70%-Regel): «Sollten unsere Nachbarländer Probleme haben, die 70%-Regel zu erfüllen, besteht die Gefahr, dass sie die Grenzkapazitäten gegenüber der Schweiz einseitig limitieren, um diese Regel für den Handel innerhalb der EU zu erfüllen. Sie werden demnach ihre internen Netzengpässe zeitweise auf Kosten der Exportkapazitäten für die Schweiz entlasten müssen. Dies, um einen vermehrten Einsatz von Redispatch auf eigene Kosten zu vermeiden. Damit werden die Import- und Exportkapazitäten der Schweiz potenziell stark beschnitten, ohne dass die Schweiz etwas dagegen tun kann.»¹⁴ Eine starke Reduktion der Schweizer Grenzkapazitäten würde aber dem Eigeninteresse der EU an einer Einbindung der Schweiz in das EU-Netz entgegenstehen.¹⁵

Weiter würde die Schweiz ohne Stromabkommen und ohne technische Kooperation nicht in die EU-Kapazitätsberechnungen miteinbezogen, was zu ungeplanten Stromflüssen (Ringflüsse und Transitflüsse) führen kann. Diesen Ringflüssen wird mit Redispatch begegnet. Ohne Stromabkommen steigt somit der Bedarf an Redispatch und eventuell sind weitere Investitionen ins Netz für die Optimierung der Lastflüsse nötig.

¹³ Die technische Vereinbarung mit der Region North Italy und der Core. Mit letzterer wurde im November 2024 eine technische Vereinbarung abgeschlossen, vgl. ElCom (2024b), Berücksichtigung des Schweizer Netzes in der Kapazitätsberechnung der EU.

¹⁴ Swissgrid (2022a), Factsheet 70%-Kriterium der EU.

¹⁵ Vgl. dazu Weigt et al. (2022), Modellierung der Erzeugungs- und Systemkapazität (System Adequacy) in der Schweiz im Bereich Strom, Seite 80: «Schweizer Wasserkraft wird insbesondere in kritischen Gesamtsystemsituationen eingesetzt, und dient damit v.a. der Reduktion von Lastspitzen im europäischen Ausland. Insgesamt zeigt sich, dass die Schweiz im europäischen Stromsystem eine wichtige Problemlöserin darstellt.»

Exkurs: 70%-Regel¹⁶

Mit der 70%-Regel gemäss Artikel 16 der EU-Strommarktverordnung (Verordnung (EU) 2019/943) soll sichergestellt werden, dass die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) die den Marktteilnehmern zur Verfügung zu stellende Verbindungskapazität nicht beschränken, um einen Engpass in ihrer eigenen Gebotszone zu beheben oder um Stromflüsse zu bewältigen, die aufgrund von Transaktionen innerhalb der Gebotszonen entstanden sind. Diese Forderung gilt als erfüllt, wenn gewisse Mindestwerte (minRAM - Minimum Remaining Available Margin) der vorhandenen Kapazitäten für den zonenübergreifenden Stromhandel zur Verfügung stehen:

- Bei Zonengrenzen, bei denen die Grenzkapazitäten über den NTC-Ansatz geregelt werden, beträgt der minRAM 70 % der Grenzkapazität, welche die Betriebssicherheitsgrenzwerte einhält.
- Bei Zonengrenzen, bei denen der lastflussgestützte Ansatz zur Anwendung kommt, beträgt der minRAM 70 % der Kapazität der zoneninternen und zonenübergreifenden kritischen Netzelemente, welche die Betriebssicherheitsgrenzwerte einhalten. Das limitierende Netzelement ist das Element, bei dem bei einer weiteren Erhöhung der Stromflüsse die Sicherheitsgrenzen überschritten werden. Es bestimmt somit den maximal zulässigen Stromfluss aus Sicht der Systemsicherheit. Daraus lässt sich die grenzüberschreitende Übertragungskapazität ableiten, welche die ÜNB für den kommerziellen grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung stellen können.

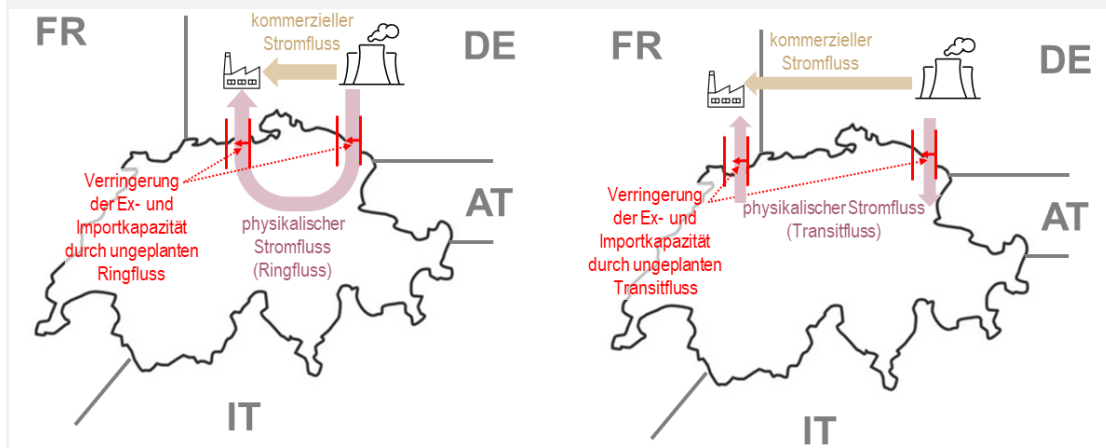
Die restlichen 30 % können auf jedem kritischen Netzelement für Zuverlässigkeitsmargen, Ringflüsse und interne Stromflüsse verwendet werden.

Die möglichen Folgen der 70%-Regel für die Schweiz

Ohne Stromabkommen und unter der Annahme, dass keine technische Vereinbarung zustande kommt, besteht ein Risiko, dass die Nachbarstaaten die 70%-Regel zu Ungunsten der Schweiz umsetzen. Entweder um die Vorgaben des EU-Rechts zu erfüllen oder um Redispatch-Kosten zu minimieren könnten Nachbarstaaten die verfügbaren Grenzkapazitäten gegenüber der Schweiz stark reduzieren womit insbesondere im Winter bedeutend weniger Strom in die Schweiz importiert werden könnte.

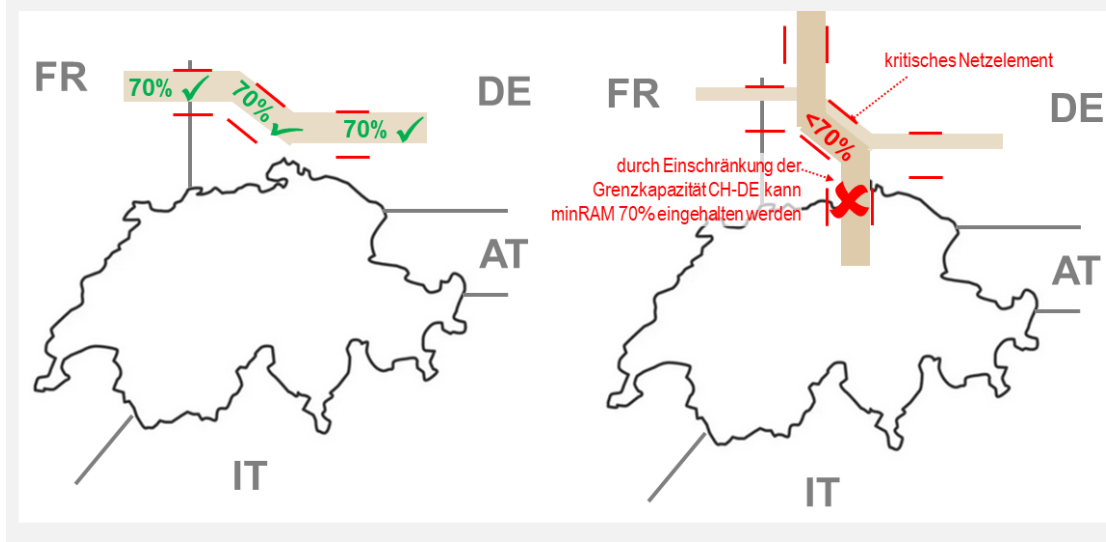
¹⁶ Art. 16 der Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt.

Abbildung 4-2: Ohne Stromabkommen und ohne technische Kooperation ist mit einer Zunahme ungeplanter Stromflüsse (Ringflüsse, Transitflüsse) zu rechnen



Weiter besteht ohne Stromabkommen und ohne technische Kooperation die Gefahr, dass die Grenzkapazitäten zur Schweiz seitens unserer Nachbarländer einseitig limitiert werden, um die 70%-Regel zu erfüllen. Die nachfolgende Abbildung 4-3 zeigt, dass durch eine einseitige Beschränkung der Exportkapazität aus der Schweiz das kritische Netzelement entlastet werden kann. Über diese einseitige Beschränkung der Grenzkapazität zur Schweiz kann das Nachbarland einen vermehrten Einsatz von Redispatch auf eigene Kosten vermeiden.

Abbildung 4-3: Einseitige Limitierung der Grenzkapazität der Schweiz durch die Nachbarländer zur Erfüllung der 70%-Regel



Wirkungsanalyse

Mit dem Stromabkommen nimmt die Schweiz an einem gekoppelten EU-Strommarkt teil, was gegenüber einer Situation ohne Stromabkommen zu Vorteilen in drei Bereichen führt (vgl. nachfolgende Abbildung 4-4):

- **Effizienter Handel:** Mit der Marktkopplung können die Grenzkapazitäten effizienter ausgenutzt werden, was Wohlfahrtsgewinne verspricht.¹⁷ Wenn ohne Marktkopplung ein Strompreisunterschied besteht und Strom in die Region mit tieferem Strompreis fliesst, so ist offensichtlich, dass der Handelsmarkt ineffizient funktioniert. ACER schätzt die erzielbaren Wohlfahrtsgewinne¹⁸, sofern diese Ineffizienzen an der Schweizer Grenze durch eine Strommarktkopplung aufgelöst werden, auf rund 30 bis 40 Mio. Euro jährlich (Schätzungen für das Jahr 2018 und 2019).¹⁹

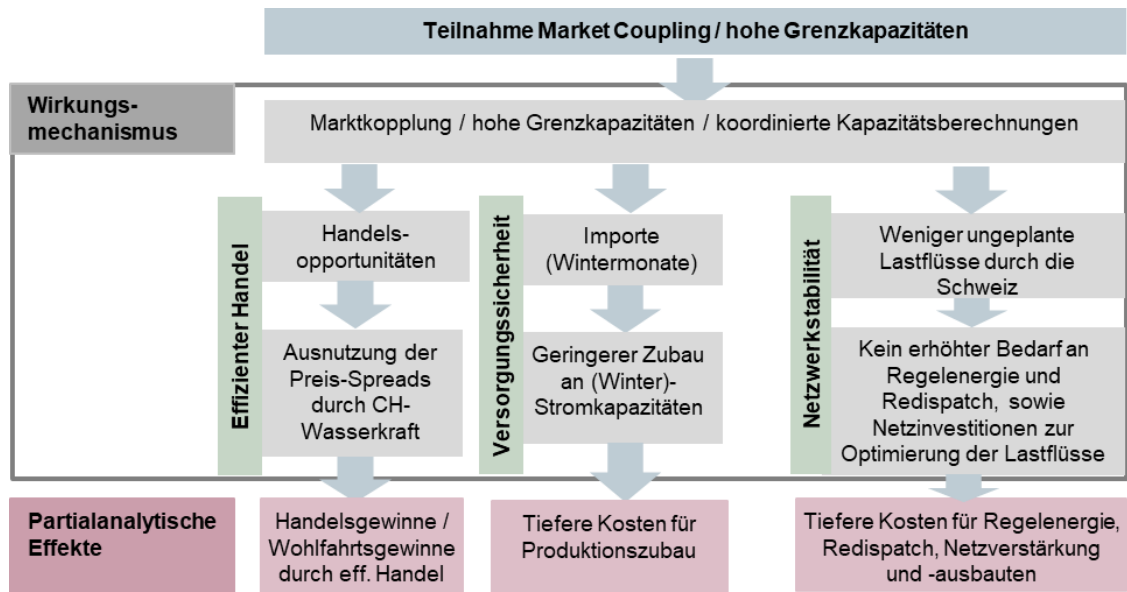
Wichtiger für die Schweiz ist aber, dass mit dem Stromabkommen die Grenzkapazitäten völkerrechtlich verbindlich gesichert werden. Denn genügend hohe Grenzkapazitäten ermöglichen der Schweiz einen intensiveren Stromhandel mit den angrenzenden Ländern. Genügend gesicherte Grenzkapazitäten sind gerade für die Schweiz von grosser Bedeutung, denn die Schweiz hat einen hohen Anteil an flexibel einsatzbaren (Pump-)Speicherkraftwerken, welche in der Lage sind, die kurz- bis mittelfristigen Strompreisunterschiede zwischen Tief- und Höchstpreisen auszunutzen. Mit den flexiblen Schweizer Wasserkraftwerken kann durch Handel mit den angrenzenden Ländern bei tiefen Preisen importiert und hohen Preisen exportiert werden. Diese «Veredelung» führt, sofern genügend Grenzkapazität zur Verfügung steht, zu Handelsgewinnen. Mit der europaweiten starken Zunahme der fluktuierenden erneuerbaren Stromproduktion (PV und Wind) werden die Preis-Spreads tendenziell höher und der durch die Schweizer Wasserkraftwerke erzielbare Handelsgewinn entsprechend zunehmen. Folgerichtig trägt die Schweiz zu einer effizienten Stromversorgungssicherheit Europas bei.

¹⁷ Um Strom zu importieren oder zu exportieren, müssen Marktteilnehmer in der Schweiz grenzüberschreitende Kapazitäten gesondert kaufen, um dann den gehandelten Strom zu transportieren. Dieser sogenannte explizite Stromhandel ist weniger effizient als der implizite Handel der europäischen Day-Ahead-Auktion, bei dem Strom und Grenzkapazitäten simultan gehandelt werden.

¹⁸ Die potenziellen Wohlfahrtsgewinne, die sich aus der Marktkopplung ergeben, werden gemäss ACER für jede nicht gekoppelte Grenze zwischen der Schweiz und ihren Nachbarländern geschätzt, indem (bei Vorliegen einer Preisdifferenz zwischen der Schweiz und den Nachbarländern) die ungenutzte verfügbare Grenzkapazität in die Richtung des Landes mit dem höheren Preis mit der geschätzten Preisdifferenz multipliziert werden.

¹⁹ Vgl. ACER (2021), Market Monitoring Report 2019 – Electricity Wholesale Markets Volume, Figure 26.

Abbildung 4-4: Teilnahme Market Coupling / hohe Grenzkapazitäten



- **Versorgungssicherheit und Versorgungslage im Winter:** Die Schweiz hat aktuell durch hohe Grenz- und Produktionskapazitäten und ihre flexiblen (Pump-)Speicherkraftwerke eine hohe Versorgungssicherheit und kann die Stromnachfrage auch in «Dunkelflauten» oder bei einem ungeplanten Ausfall eines Kernkraftwerks abdecken – dies gilt auch künftig bei einem weiteren starken Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion (PV und Wind).

Im Winterhalbjahr produziert die Schweiz in der Regel jedoch weniger Strom als sie verbraucht. Das Energiegesetz (EnG) sieht als Richtwert vor, dass die Schweiz netto nicht mehr als 5 TWh Winterstrom importieren soll. Grundsätzlich soll der Richtwert sicherstellen, dass im Winter genügend inländischer Strom produziert wird. So soll eine starke Auslandsabhängigkeit – also die Abhängigkeit von Stromimporten, um eine sichere und bezahlbare Deckung der Stromnachfrage in der Schweiz zu gewährleisten – vermieden werden. Eine Möglichkeit, um dieses Ziel zu erreichen, könnte der künftige Zubau von zusätzlichen Kraftwerken – über die Zielwerte der neuen Erneuerbaren (45 TWh im 2050) und Wasserkraft (39.2 TWh im 2050) hinaus – sein.²⁰ In der Studie wird berücksichtigt, dass bei einer Teilnahme am Strombinnenmarkt mit verbesserter Effizienz des Systems, völkerrechtlich abgesicherten Importtransportkapazitäten und als Resultat gestärkter Versorgungssicherheit der 5 TWh Richtwert stark an Relevanz verliert. Die mit einem Stromabkommen gesichert zur Verfügung gestellten Grenzkapazitäten sorgen zusammen mit dem Ausbau dafür, dass die Nachfrage auch im Winter gedeckt werden kann.

²⁰ Vereinfachend wird bei den nachfolgenden Berechnungen von einer zusätzlichen Winterstromproduktion ausgegangen (vgl. Abbildung B-4). Die Einhaltung der im Modell implementierte 5-TWh-Winterstromimportrestriktion könnte auch durch andere Massnahmen, wie Verlagerung von Sommerstrom in den Winter (zusätzliche Wasserspeicher oder andere Speicher wie Wasserstoff) oder nachfrageseitige Massnahmen zur Dämpfung des Winterstromverbrauchs ermöglicht werden.

Ohne Stromabkommen und bei stark reduzierten Importkapazitäten für die Schweiz kann nicht dieselbe Winterversorgungslage garantiert werden wie mit einem Stromabkommen. Die Schweiz kann dem begegnen, indem sie die Stromproduktion über die gesetzlichen Ziele hinaus ausbaut – mit Fokus auf die Winterstromproduktion – oder mehr Sommerstrom auf den Winter verlagert oder die Winterstromnachfrage reduziert.

Werden zusätzliche Kraftwerke gebaut, so spielt es für die Verbesserung der Versorgungslage im Winter keine entscheidende Rolle, mit welchen Kraftwerken der zusätzliche Winterstrom produziert wird. Auch erneuerbare Stromproduktion (v.a. alpine PV und Wind) kann die Versorgungslage im Winter verbessern.

- **Netzstabilität:** Nimmt die Schweiz am gekoppelten Strommarkt teil, so ist mit deutlich weniger ungeplanten Lastflüssen in der Schweiz zu rechnen als ohne Stromabkommen. Ohne Stromabkommen gibt es vermehrt Engpässe in der Schweiz, weil (i) die Schweiz nicht in die Planung des Day-Ahead- und Intraday-Handels unserer Nachbarländer eingebunden ist und (ii) die finanziellen Konsequenzen von Redispatch-Massnahmen in der Schweiz und nicht von den europäischen ÜNB getragen werden müssen.

Ungeplante Lastflüsse können zwar mit dem Stromabkommen und durch weitere Netzoptimierung vermindert, aber nie ganz ausgeschlossen werden, was kurzfristige Eingriffe der nationalen Netzgesellschaft Swissgrid erfordert (Regelenergie und Redispatch zum Ausgleich von Schwankungen und Überlastungen im Stromnetz). Mit dem Stromabkommen werden aber die Anreize für alle ÜNB, die Redispatch-Massnahmen verursachen, «richtig» gesetzt und die in der Schweiz von den europäischen ÜNB verursachten Redispatch-Kosten entschädigt. Mit dem Stromabkommen ist der Bedarf für Redispatch kleiner und der durch die europäischen ÜNB in der Schweiz verursachten Redispatchkosten werden entsprechend entschädigt. Die Stromsystemkosten sind mit einem Stromabkommen also tiefer als ohne Stromabkommen.

Quantifizierung der Auswirkungen: Handelsgewinne und Kraftwerkszubaute

Im Folgenden beschränken wir uns auf die Quantifizierung der Handelsopportunitäten und der Stromsystemkosten also die potenziellen Handelsgewinne (vgl. dazu den nachfolgenden Exkurs zu «Handelsgewinne – wer profitiert?») und Kosten für den Ausbau der heimischen Stromproduktion zur Sicherstellung der Versorgungslage im Winter, falls die Grenzkapazitäten seitens der EU stark reduziert würden. Für eine Abschätzung der Auswirkungen eines Stromabkommens auf die Netzstabilität (geringerer Bedarf an Redispatch, Regelenergie, Investitionen ins Netz für die Optimierung der Lastflüsse) liegen keine entsprechenden Grundlagen vor, die eine Quantifizierung der Kosten und Nutzen erlauben. Diese Nutzen des Stromabkommens sind also in den nachfolgenden Berechnungen nicht enthalten.

Exkurs: Handelsgewinne – Wer profitiert?

Die Handelsgewinne, wie sie in der vorliegenden Studie berechnet werden, erwirtschaftet in erster Linie die im internationalen Stromhandel tätige Schweizer Stromwirtschaft. Es sind dies Unternehmen wie bspw. Axpo, Alpiq, BKW und Repower, die selbst über einen Kraftwerkspark verfügen und mit dem internationalen Stromhandel ihren Kraftwerkseinsatz optimieren können. Die Handelsgewinne stärken also vor allem die im internationalen Stromhandel tätigen Schweizer Stromunternehmen – dies mit Folgen für

die Investitions- und Innovationskraft dieser Unternehmen, die öffentliche Hand und letztlich auch für die Steuerzahlenden:

- *Gestärkte Investitions- und Innovationskraft für die Schweizer Stromwirtschaft:* Gewinne jeglicher Art, also auch Handelsgewinne, stärken die Investitions- und Innovationskraft der Schweizer Stromwirtschaft. Eine hohe Innovationskraft erleichtert den Energiesystemumbau zur Erreichung des Netto-Null-Ziels. Die Investitionskraft braucht es, um den Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion voranzutreiben.
- *Öffentliche Hand als Haupteignerin der Schweizer Stromunternehmen:* Die Schweizer Energieversorgungsunternehmen (EVU) sind zu fast 90 % in Besitz der öffentlichen Hand, d.h. der Kantone und Gemeinden. Nur etwa 8 % sind in privatem Schweizer Besitz, 2 % gehören ausländischen Investoren.²¹ Gewinne dieser EVUs kommen letztlich den Eignern, also vorab der öffentlichen Hand, zugute – entweder in Form von Gewinnausschüttungen und/oder steigenden Unternehmensbewertungen. Die öffentliche Hand kann zumindest teilweise und indirekt an den Handelsgewinnen partizipieren. Letztlich profitieren also Bürgerinnen und Bürger – entweder können sie von zusätzlichen staatlichen Leistungen profitieren oder die Steuerzahlenden können entlastet werden.

Vorgehen / Methodik – statisches Stromhandelsmodell

Mit dem Stromabkommen werden die Grenzkapazitäten gesichert, womit – wie oben ausgeführt – Handelsgewinne realisiert werden können und weniger Kraftwerkszubauten erforderlich sind. Für die Abschätzung potenzieller Handelsgewinne und vermiedener Kraftwerkszubauten infolge eines Stromabkommens wurde ein statisches Stromhandelsmodell entwickelt. Im Anhang B werden die Funktionsweise und Annahmen zu diesem Stromhandelsmodell erklärt. Quantifiziert wird also der Wert der völkerrechtlichen Absicherung der Grenzkapazitäten für die Schweiz, und somit nur ein Teil des Nutzens eines Stromabkommens.

Szenarien für verschiedene Grenzkapazitäten und Importrestriktion

Für die Abschätzung der Auswirkungen auf den potenziell mit einem Stromabkommen erzielbaren Handelsgewinn und den Kosten für die Kraftwerkszubauten wurden zwei «Eckszenarien» definiert, wobei für die Grenzkapazitäten sowie die im Modell implementierten Importrestriktionen unterschiedliche Annahmen unterstellt wurden:

- **Marktkopplung:** Das Szenario «Marktkopplung» illustriert bzgl. Grenzkapazitäten ein Stromabkommen zwischen der Schweiz und der EU und rechnet mit Grenzkapazitäten, welche die Teilnahme der Schweiz an der Marktkopplung illustrieren (die Grenzkapazitäten reflektieren die Einschätzung von Swissgrid/EICom im Frühling 2025): Mit einem Stromabkommen sichert sich die Schweiz die Import- und Export-Grenzkapazitäten (NTC Net Transfer Capacities) in der Grössenordnung von 8700 MW (Importe) und 7070 MW (Exporte) völkerrechtlich ab (vgl. Abbildung 4-5).

Weiter wird davon ausgegangen, dass mit dem Stromabkommen die Versorgungslage im Winter gesichert ist und zusätzliche Zubauten über die gesetzlich festgelegten Zielwerte für

²¹ <https://www.avenir-suisse.ch/stattliche-gewinne-staatlicher-stromversorger/>

Erneuerbare und Wasserkraft hinaus nicht notwendig sind. Bei einer Teilnahme am Strombinnenmarkt mit verbesserter Effizienz des Systems, völkerrechtlich abgesicherten Grenzkapazitäten und als Resultat gestärkter Versorgungssicherheit verliert der mit dem Mantelerlass ins Energiegesetz (EnG) aufgenommen 5-TWh Richtwert (vgl. nachfolgender Exkurs), wonach im Winter netto nicht mehr als 5 TWh importiert werden soll, stark an Relevanz. Auch müssten die – noch nicht definierten – Massnahmen zur Umsetzung des Richtwertes bei einer Teilnahme am Strombinnenmarkt kritisch auf ihre Kompatibilität mit den Regeln des Strombinnenmarkts überprüft werden. Letztlich dürfte auch der politische Wille für den kostspieligen zusätzlichen Kraftwerkszubau, um die inländische Produktion über die im EnG bereits festgehaltenen Ausbauziele der erneuerbaren Energien zu erhöhen, in einer Situation mit gestärkter Versorgungssicherheit gering sein. Aus diesen Gründen wird der 5-TWh-Richtwert im Szenario «Marktkopplung» nicht umgesetzt.

- **Keine Kooperation:** Das **Szenario «Keine Kooperation»** ist ein Extremszenario. Es beschreibt eine Entwicklung ohne Stromabkommen, in der die Grenzkapazitäten stark reduziert werden, was die Import- und Exportmöglichkeiten der Schweiz erheblich einschränkt. Die EU-Mitgliedstaaten und insbesondere die Schweizer Nachbarstaaten haben auch ohne Stromabkommen ein grosses Eigeninteresse an einem effizient funktionierenden Stromhandel mit der Schweiz. Es gibt jedoch vor allem regulatorische und wirtschaftliche Gründe, die zu einer starken Reduktion der Grenzkapazitäten führen könnten, wie sie das Szenario «Keine Kooperation» beschreibt. Unter den wirtschaftlichen Gründen ist die Reduktion von Redispatchkosten in Nachbarstaaten auf Kosten der Schweiz zu verstehen. Zu den regulatorischen Gründen gehören die Umsetzung des Kriteriums der EU, dass bis Ende 2025 70 Prozent der für den Stromaustausch relevanten Netzkapazitäten dem Handel zur Verfügung stehen müssen – wobei der Umgang mit Netzkapazitäten gegenüber Drittstaaten EU-rechtlich nicht geregelt ist – sowie der Ausschluss aus Kapazitätsberechnungskoordination und Kooperationen. Konkret kann es sein, dass die Nachbarstaaten Grenzkapazitäten zur Schweiz reduzieren, um das Einhalten der 70 Prozent Regel gewährleisten zu können. Ausserdem werden ohne Stromabkommen die Grenzkapazitäten weiterhin explizit (und nicht implizit wie im Falle einer Marktkopplung) für die Schweiz vergeben. Je nach Berechnungsmethode können mehr oder weniger geringe Grenzkapazitäten für die Schweiz resultieren. In der vorliegenden Studie wird auf Basis von Swissgrid-Berechnungen im Szenario «Keine Kooperation» im Vergleich zum Szenario «Marktkopplung» eine Reduktion der Grenzkapazitäten um -60 % (Exporte) bzw. -68 % (Importe) unterstellt.²²

Im Szenario «Keine Kooperation» – mit geringen Grenzkapazitäten – sind längerfristig für die Schweiz zusätzliche Zubauten über die gesetzlich festgelegten Zielwerte für Erneuerbare und Wasserkraft hinaus notwendig, um Ihre Versorgungslage im Winter abzusichern. Im Szenario «Keine Kooperation» wird folglich der aktuell im Energiegesetz festgehaltene 5-TWh-Richtwert modelliert, d.h. es werden entsprechende zusätzliche Stromproduktionskapazitäten im Inland zugebaut. Tatsächlich erscheint es aufgrund der Gesetzeslage durchaus möglich, dass der 5-TWh-Richtwert als Steuerungsgrösse für einen Kraftwerkszubau

²² Frontier Economics (2021) rechnet in ihrem Szenario „Ohne technische Kooperation“ mit noch tieferen Grenzkapazitäten.

verwendet wird (eine Berechnung ohne Richtwert 5-TWh findet sich im Exkurs am Ende dieses Kapitels 4.1).

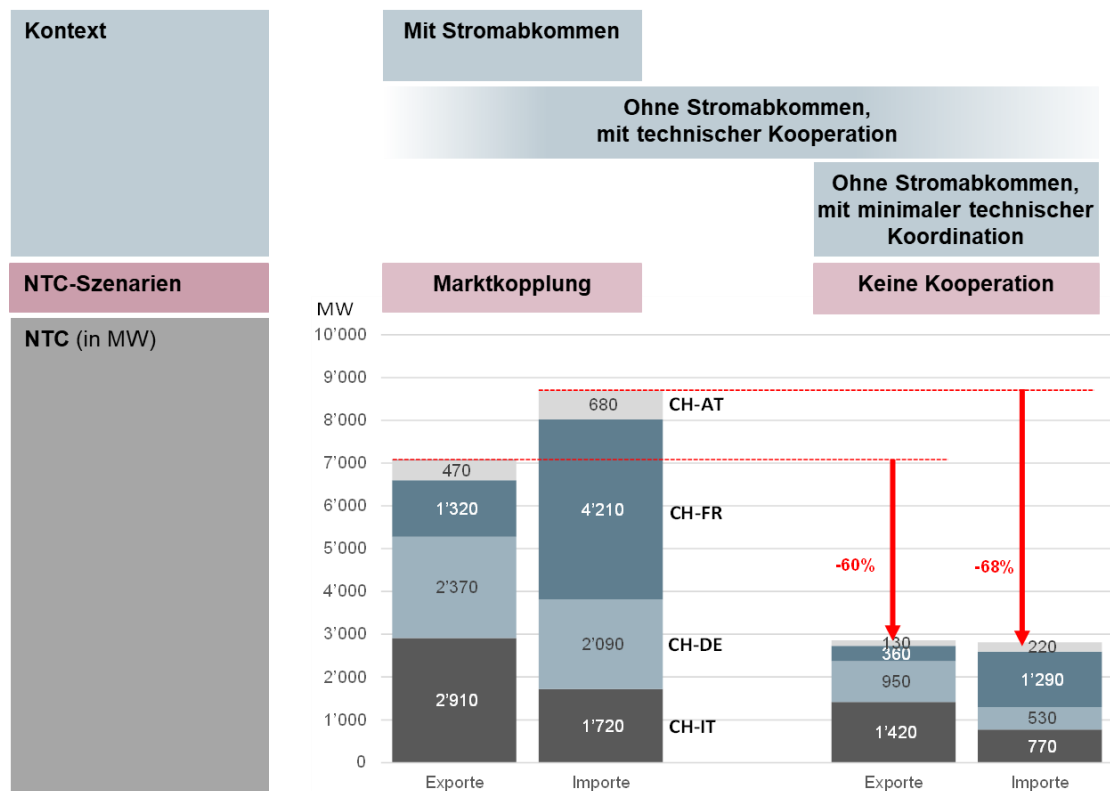
Exkurs: Richtwert 5-TWh-Netto-Winterstromimport

Laut Art. 2 Abs. 3 EnG soll der Import von Elektrizität im Winterhalbjahr (1. Oktober–31. März) netto den Richtwert von 5 TWh nicht überschreiten. Es gibt in der Verordnung keine Präzisierung des Richtwertes oder der Massnahmen, die im Fall eines Nicht-Einhaltens zu ergreifen wären.

Grundsätzlich soll der Richtwert sicherstellen, dass im Winter genügend inländischer Strom produziert wird. So soll eine starke Auslandsabhängigkeit – also die Abhängigkeit von Stromimporten, um eine sichere und bezahlbare Deckung der Stromnachfrage in der Schweiz zu gewährleisten – vermieden werden. Wird der Richtwert nicht eingehalten, kann der Bundesrat Massnahmen vorschlagen, um die inländische Produktion zu erhöhen. Es ist wichtig zu betonen, dass der Richtwert eine politische Basis für den Zubau von Winterproduktionskapazitäten in der Schweiz bildet. Er ist nicht als Importverbot oder Handelsrestriktion vorgesehen. Im Modell wird der Richtwert vereinfachend als Importrestriktion umgesetzt. Konkret wird mit einem «Stellvertreterkraftwerk» (bspw. einem mit Wasserstoff betriebenen Kraftwerk) so viel Strom im Winter produziert, dass nicht mehr als 5 TWh im Winter importiert wird.

Die nachfolgende Abbildung zeigt den Kontext und die Annahmen bezüglich Grenzkapazitäten für die beiden Szenarien «Marktkopplung» und «Keine Kooperation»:

Abbildung 4-5: Kontext und Grenzkapazitäts-Annahmen zu den zwei Szenarien «Marktkopplung» und «Keine Kooperation» (Grenzkapazitäten gelten für die Jahre ab 2035)



Technische Kooperation – unsichere Alternative zum Stromabkommen

Ohne Stromabkommen muss Swissgrid zur Sicherung der Grenzkapazitäten wie bis anhin privatrechtliche Verträge mit den ausländischen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) periodisch neu aushandeln. Heute geschieht dies mit den ÜNB der sogenannten Kapazitätsberechnungsregionen Italy North (Norditalien, Frankreich, Österreich, Slowenien) und Core (ÜNB von 13 EU-Mitgliedstaaten in Zentralwest- und Osteuropa).²³ ACER hat 2024 beschlossen, die beiden Regionen Italy North und Core zu einer neuen Region «Central Europe» zu fusionieren. Dies könnte das Erreichte zur Absicherung der Grenzkapazitäten im Rahmen der technischen Vereinbarungen mit Core und Italy North wieder in Frage stellen, weil dann ein weiteres Kooperationsabkommen mit der neuen, fusionierten Region benötigt würde.²⁴

Es besteht das Risiko, dass diese privatrechtlichen Verträge in Zukunft weniger vorteilhaft für die Schweiz ausfallen oder gar ganz wegfallen. In diesem Fall besteht eine grosse Unsicherheit bezüglich der Verfügbarkeit von Grenzkapazitäten. Grundsätzlich können mit einer technischen Kooperation ebenfalls gute Bedingungen ausgehandelt werden. Im Moment ist jedoch unklar, was mit einer technischen Kooperation erreicht werden kann. Ebenso unklar ist, ob die einmal ausgehandelten Konditionen bei den periodischen Vertragserneuerungen weiterhin Gültigkeit haben werden. Swissgrid ist bei diesen periodisch wiederkehrenden Vertragsverhandlungen auf ein Entgegenkommen ihrer Vertragspartner (ÜNB) sowie der nationalen Regulierungsbehörden der benachbarten Regionen angewiesen. Der Weg über eine technische Kooperation zeigt also grosse Unsicherheiten über die langfristig zur Verfügung stehenden Grenzkapazitäten. Folge dieser Unsicherheit ist, dass aus Sicherheitsgründen das Stromsystem in der Schweiz anders geplant wird (mehr Kraftwerkszubauten). Die verbleibende Unsicherheit ist grundsätzlich ungünstig für die volkswirtschaftliche Effizienz.

Die beiden Szenarien «Marktkopplung» und «Keine Kooperation» können wie folgt zusammengefasst werden:

²³ Nach mehrjährigen Verhandlungen mit den ÜNB und Stromaufsichtsbehörden der Nachbarländer konnte im November 2024 eine Vereinbarung über die Berücksichtigung des Schweizer Netzes in der europäischen Kapazitätsberechnungsregion Core abgeschlossen werden. Als Übergangslösung bis zum Abschluss eines Stromabkommens mit der EU erhöht die erzielte Einigung die Rechtssicherheit, besonders im Hinblick auf die bevorstehende Einführung der 70%-Regel. Die technische Vereinbarung schafft primär kurzfristig Sicherheit. Mittel- und längerfristig ist sie jedoch keine nachhaltig stabile Grundlage für eine sichere und planbare Einbindung in das europäische Stromnetz, da sie jährlich erneuert werden muss. (vgl. <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-102990.html> und ElCom (2024b), Berücksichtigung des Schweizer Netzes in der Kapazitätsberechnung der EU).

²⁴ <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-102990.html>

Abbildung 4-6: Szenario «Marktkopplung» und «Keine Kooperation» im Überblick

	Szenario «Marktkopplung»	Szenario «Keine Kooperation»
Kontext	Die Schweiz schliesst ein Stromabkommen mit der EU ab und ist integriert in den europäischen Strommarkt.	Die Schweiz schliesst kein Stromabkommen mit der EU ab und koordiniert mit den ÜNB benachbarter Regionen das Nötigste für den Stromaustausch.
Grenzkapazitäten	– Im gekoppelten Strommarkt effizient zugeteilte Grenzkapazitäten. – Die Grenzkapazitäten sind völkerrechtlich abgesichert. Annahme zu den Grenzkapazitäten (MW = Megawatt): – Exporte: 7070 MW – Importe: 8700 MW	– Der Schweiz stehen nur geringe Grenzkapazitäten zur Verfügung. – Die Grenzkapazitäten sind periodisch mit den ÜNB benachbarter Regionen auszuhandeln: Annahme zu den Grenzkapazitäten: – Exporte: 2860 MW – Importe: 2810 MW
Richtwert für maximalen Nettoimport im Winter	Kein maximaler Richtwert für Winterimporte.	Heute geltender Richtwert der Schweiz von maximal 5 TWh Winterstromimporten wird angewandt.
Versorgungslage im Winter	Sichergestellt durch einen Ausbaupfad gemäss den Zielen für den Ausbau der Produktion von Elektrizität aus Erneuerbaren Energien im Energiegesetz (EnG) und den gekoppelten Strommarkt sowie genügend Grenzkapazitäten mit den Nachbarländern.	Sichergestellt durch einen Ausbaupfad gemäss den Zielen für den Ausbau der Produktion von Elektrizität aus Erneuerbaren Energien im Energiegesetz (EnG) sowie zusätzliche Kraftwerksbauten im Inland.

Resultate der Berechnungen mit dem statischen Stromhandelsmodell

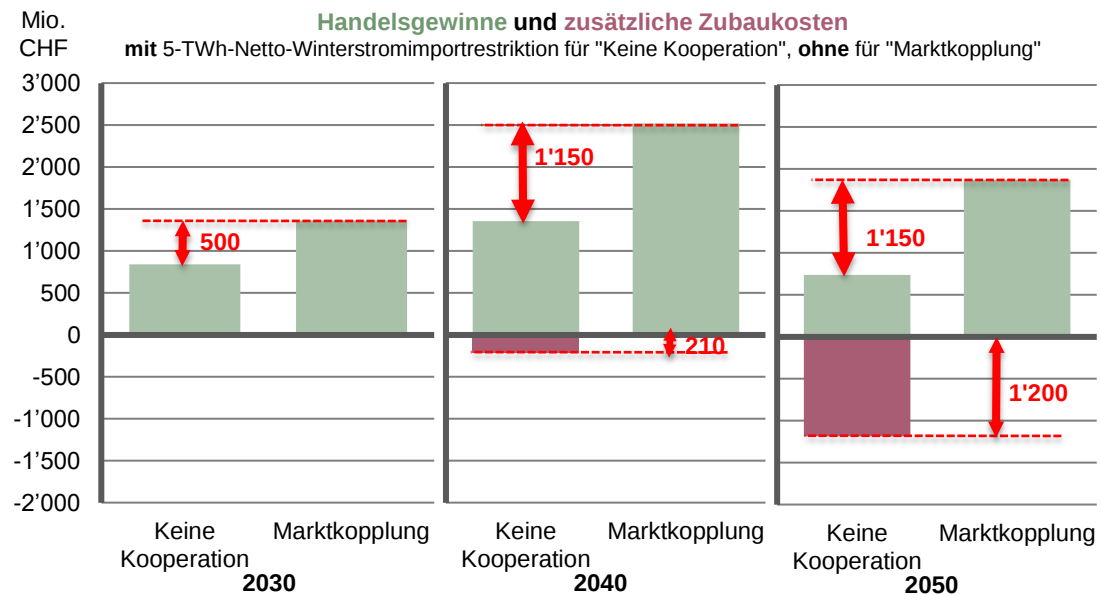
Vorbemerkung: Bevor nachfolgend die Resultate der Berechnungen vorgestellt werden, ist darauf hinzuweisen, dass eine stark vereinfachende Berechnung durchgeführt wurde. Diese erfasst nur die Hauptwirkungsmechanismen und gibt lediglich Hinweise auf die Grössenordnung der Auswirkungen auf Handelsgewinne und Zubaukosten. Bei den Berechnungen handelt es sich nicht um eine detaillierte Strommarktmodellierung oder System-Adequacy-Analyse. Sie sind daher nicht geeignet, um detaillierte Aussagen zu Versorgungssicherheit, Stromsystementwicklung und Zubaubedarf zu treffen. Auch lässt sich aus den Berechnungen nicht der Bedarf (oder fehlende Bedarf) an Reservekraftwerken für die Schweiz ableiten. Zudem wurde aufgrund der begrenzten Ressourcen auf eine detaillierte Sensitivitätsanalyse verzichtet.

Die nachfolgenden Resultate zeigen die Handelsgewinne und zusätzlichen Kraftwerks-Zubaukosten für die vorgängig vorgestellten beiden Szenarien «Keine Kooperation» und «Marktkopplung». In beiden Szenarien wird angenommen, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien und Wasserkraft gemäss geltenden gesetzlichen Zielen nach dem Bundesgesetz für eine sichere Versorgung mit erneuerbaren Energien umgesetzt wird. Ob sich diese Umsetzung tatsächlich realisieren wird, ist jedoch unsicher. Die beiden Szenarien unterscheiden sich in Bezug auf die zur Verfügung stehenden Grenzkapazitäten. Beim Szenario «Marktkopplung» schliesst die Schweiz das Stromabkommen ab oder kann entsprechende technische Vereinbarungen mit den ÜNB benachbarter Regionen abschliessen. In diesem Szenario «Marktkopplung» stehen deutlich mehr Grenzkapazitäten zur Verfügung als im Vergleichsszenario «Keine Kooperation». Dieses Szenario «Keine Kooperation» beschreibt eine Situation ohne Stromabkommen und ohne technische Kooperation, in der die EU die Grenzkapazitäten zur Schweiz stark reduziert. Die Differenz zwischen diesen beiden Szenarien entspricht dem potenziellen Nutzen der völkerrechtlichen Absicherung der Grenzkapazitäten der Schweiz.

Die nachfolgende Abbildung 4-7 zeigt die potenziellen Handelsgewinne und zusätzlichen jährlichen Zubaukosten für zusätzliche Kraftwerke zur Produktion von Winterstrom in den beiden Szenarien «Keine Kooperation» und «Marktkopplung» (für Details zur Herleitung vgl. die Ausführungen in Anhang B). Wie bereits erwähnt, wird im Szenario «Keine Kooperation» der gesetzliche Richtwert von 5-TWh-Netto-Winterstromimporten umgesetzt. Die Differenz der Handelsgewinne zwischen den beiden Szenarien «Marktkopplung» und «Keine Kooperation» betragen zwischen 500 Mio. CHF (Jahr 2030) und 1'150 Mio. CHF (Jahre 2040 und 2050). Im Jahr 2040 können höhere Handelsgewinne erzielt werden als im Jahr 2050, da die modellberechneten Handelspreise im Jahr 2040 in Zeiten hohen Bedarfs höher sind als im Jahr 2050 (vgl. Anhang B).

Weiter zeigt die Abbildung 4-7, dass zusätzlichen Ausbauten in die Winterstromproduktion ab 2040 notwendig werden, sofern der gesetzlich festgelegte Richtwert von 5 TWh Netto-Winterstromimport im Szenario «Keine Kooperation» nicht überschritten werden soll. Im Jahr 2040 müssten rund 0.8 TWh und im Jahr 2050 etwa 4.5 TWh Winterstrom zugebaut werden. Die Differenzen der zusätzlichen Zubaukosten (jährliche Kapital-, Betriebs- und Energiekosten) zwischen den beiden Szenarien betragen 210 Mio. CHF im Jahr 2040 und 1'200 Mio. CHF im Jahr 2050 und sind ein Proxy für die höheren Systemkosten.

Abbildung 4-7: Handelsgewinne und Zusatzkosten des Stromsystems (= zusätzliche Zubaukosten) im Vergleich der Szenarien «Keine Kooperation» und «Marktkopplung» [Mio. CHF/Jahr]



Anmerkung: Unter «**zusätzliche Zubaukosten**» sind die jährlichen Kosten zu verstehen, die durch den Bau und Betrieb (Kapital-, Betriebs- und Energiekosten) von heimischen Kraftwerken entstehen, die zusätzlich zum Ausbau der erneuerbaren Energien gemäss geltenden gesetzlichen Zielen gebaut werden, um bei beschränkten Grenzkapazitäten eine äquivalente Versorgungslage zu garantieren.

Auch andere Studien zeigen, dass die Systemkosten in Zukunft mit Stromabkommen geringer ausfallen würden als ohne. So stellt der VSE (2025) in einer Studie zur Energiezukunft fest, dass mit Stromabkommen das gesamte Energiesystem der Schweiz 2050 leicht günstiger ist. Konkret ergeben sich je nach Ausgestaltung im Jahr 2050 für die Szenarien «Stromgesetz mit Stromabkommen» um 0.5 bis 0.7 Milliarden Franken niedrigere annualisierte Systemkosten als für die Szenarien «Stromgesetz ohne Stromabkommen». Van Liedekerke et al. (2025) merken an, dass sich eine geringere Marktintegration sowohl auf die Energiewende in der Schweiz als auch in Europa auswirkt, indem sie Handelsvorteile einschränkt, variable erneuerbare Energiequellen nicht ausreichend nutzt und die Stromversorgungskosten erhöht. In der Studie führen Restriktionen der Grenzkapazitäten um 70 Prozent im Vergleich zum Referenzszenario im Jahr 2050 zu höheren annualisierten Stromversorgungskosten von 0.4 bis 0.7 Milliarden Euros für die Schweiz. Beide Studien sind aber nicht direkt mit der vorliegenden Studie vergleichbar, da der Einfluss des Stromabkommens mit anderen szenarischen Annahmen berechnet wurde.

Die obige Abbildung 4-7 zeigt die Ergebnisse der beiden Szenarien «Marktkopplung» und «Keine Kooperation» mit den unterstellten Grenzkapazitäten gemäss Abbildung 4-5. Die Einschätzungen zu den künftigen Grenzkapazitäten können sich künftig ändern, bspw. durch weitere Netzausbauten. Im Exkurs auf Seite 61 wird im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse untersucht, welchen Einfluss die Grenzkapazitäten auf Handelsgewinne und zusätzliche Zubaukosten haben.

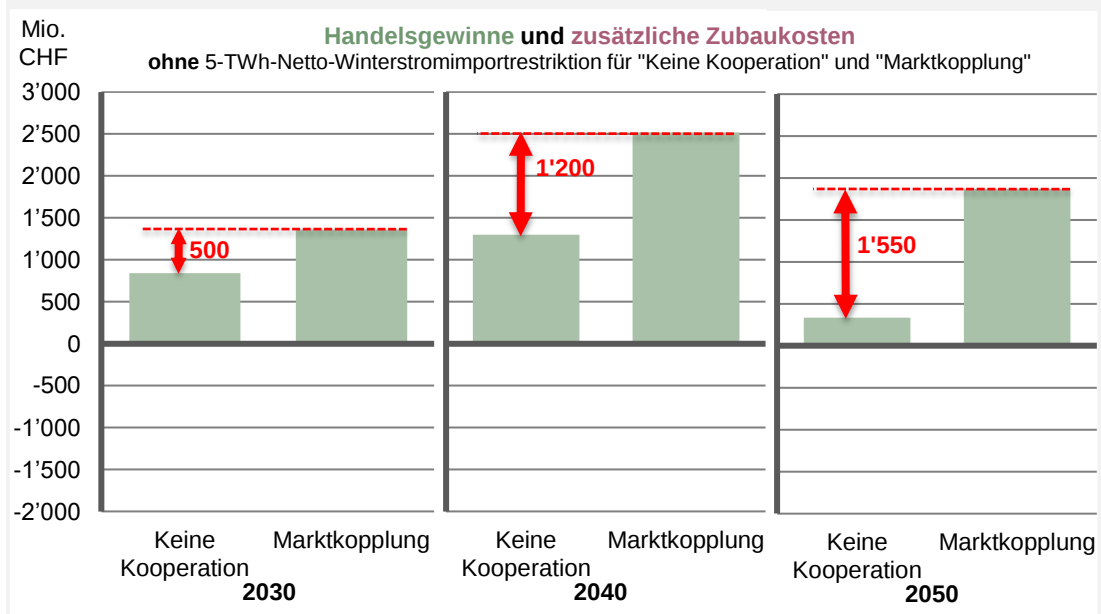
Exkurs: Handelsgewinne und zusätzliche Zubaukosten ohne Beschränkung der Winterstromimporte im Szenario «Keine Kooperation»

Bei den 5 TWh Netto-Winterstromimporten handelt es sich lediglich um einen Richtwert, und auch die Massnahmen bei Nicht-Einhaltung sind nicht definiert. Daher bestehen zur tatsächlichen Umsetzung grosse Unsicherheiten. Um diese abzubilden, werden in diesem Exkurs die Berechnungen auch ohne Umsetzung dieses Richtwerts für das Szenario «Keine Kooperation» durchgeführt. Die nachfolgende Abbildung 4-8 zeigt die Handelsgewinne und zusätzlichen Zubaukosten, wenn auf den gesetzlich verankerten Richtwert einer Beschränkung der Netto-Winterstromimporte auf 5 TWh auch im Szenario «Keine Kooperation» verzichtet würde.

Die Differenz der Handelsgewinne zwischen den Szenarien «Marktkopplung» und «Keine Kooperation» erhöht sich leicht auf 1'200 Mio. CHF im Jahr 2040 und 1'550 Mio. CHF im Jahr 2050, wenn der Winterstromimport im Szenario «Keine Kooperation» nicht mehr eingeschränkt wird.

Die Abbildung 4-8 zeigt auch, dass im Rahmen der Berechnungen in der Studie ohne Beschränkung des Winterstromimports im Szenario «Keine Kooperation» gegenüber dem gesetzlichen Zielpfad für den Kraftwerksausbau keine zusätzlichen Kraftwerke im Markt nötig wären. Es ist wichtig hier nochmals zu betonen, dass dies voraussetzt, dass die gesetzlich festgelegten Ausbauziele erreicht werden. Dies ist jedoch unsicher. Ausserdem handelt es sich bei den Berechnungen nicht um System-Adequacy-Analysen. Es kann aus den Berechnungen nicht auf einen Bedarf (oder nicht vorhandenen Bedarf) an der Vorhaltung von Reserven geschlossen werden. Diverse Risiken (siehe auch Kommunikation der EICom vom 08.05.2025²⁵) können die Exportfähigkeit der EU einschränken. Die EICom weist darauf hin, dass die Risiken (und damit der Reservebedarf) umso grösser sind, wenn ohne ein Stromabkommen oder ein adäquates technisches Abkommen die verfügbaren Grenzkapazitäten für den Import stark reduziert sind.

Abbildung 4-8: Handelsgewinne und zusätzliche Zubaukosten [Mio. CHF/Jahr]



Anmerkung: Unter «**zusätzliche Zubaukosten**» sind die jährlichen Kosten zu verstehen, die durch den Bau und Betrieb von heimischen Kraftwerken entstehen, die zusätzlich zum Ausbau der erneuerbaren Energien gemäss geltenden gesetzlichen Zielen gebaut werden, um bei beschränkten Grenzkapazitäten eine äquivalente Versorgungslage zu garantieren.

²⁵ news.admin.ch/de/newsb/Fb0oqiTaQcBkEoQ2WOWw

Exkurs: Sensitivitätsanalyse: Der Einfluss unterschiedlicher Grenzkapazitäten auf Handelsgewinne und zusätzliche Zubaukosten (Kapital-, Betriebs- und Energiekosten)

Die folgende Abbildung 4-10 zeigt im Sinne einer Sensitivitätsanalyse, welchen Einfluss tiefere und höhere Grenzkapazitäten auf die Handelsgewinne und die zusätzlichen Zubaukosten hätten. Die Abbildung 4-10 zeigt in der linken Spalte die in diesem Bericht unterstellten Grenzkapazitäten für das Szenario «Marktkopplung» und «Keine Kooperation» gemäss Berechnungen von **SWISSGRID** (vgl. dazu auch die Abbildung 4-5) und die bereits vorgängig vorgestellten Auswirkungen auf Handelsgewinne und Zubaukosten – wir nennen dies die «Basisszenarien».

In der mittleren Spalte wird untersucht, wie sich Handelsgewinne und Zubaukosten verändern würden, wenn im Szenario «Keine Kooperation» die Grenzkapazitäten noch stärker reduziert würden. Wir basieren dabei auf ein Szenario von **FRONTIER Economics** (2021),²⁶ welche die NTCs für ein «extremes» Szenario ohne Kooperation der Schweiz mit der EU bestimmt hat, indem die NTCs unilateral durch das jeweilige Nachbarland reduziert werden, um die Erreichung der 70%-Regel für sich selbst zu vereinfachen. Die unter diesen Annahmen resultierenden Grenzkapazitäten würden sich im Vergleich zu einem Szenario Marktkopplung massiv reduzieren: -72 % bei den Exporten und -82 % bei den Importen.

Eine noch stärkere Reduktion der Grenzkapazitäten in diesem Szenario «Keine Kooperation FRONTIER» hätte im Vergleich zu den Basisszenarien keinen massgeblichen Einfluss auf die zusätzlichen Zubaukosten, da diese in erster Linie durch die im Modell umgesetzte 5-TWh-Winterstromimportrestriktion bestimmt sind. Die noch weiter eingeschränkten Grenzkapazitäten für den Import und insbesondere den Export würden die Handelsopportunitäten noch stärker einschränken. Die potenziellen Handelsgewinne im Szenario «Marktkopplung» im Vergleich zu «Keine Kooperation» würden im Jahr 2050 von jährlich 1'150 auf 1'600 Mio. CHF steigen.

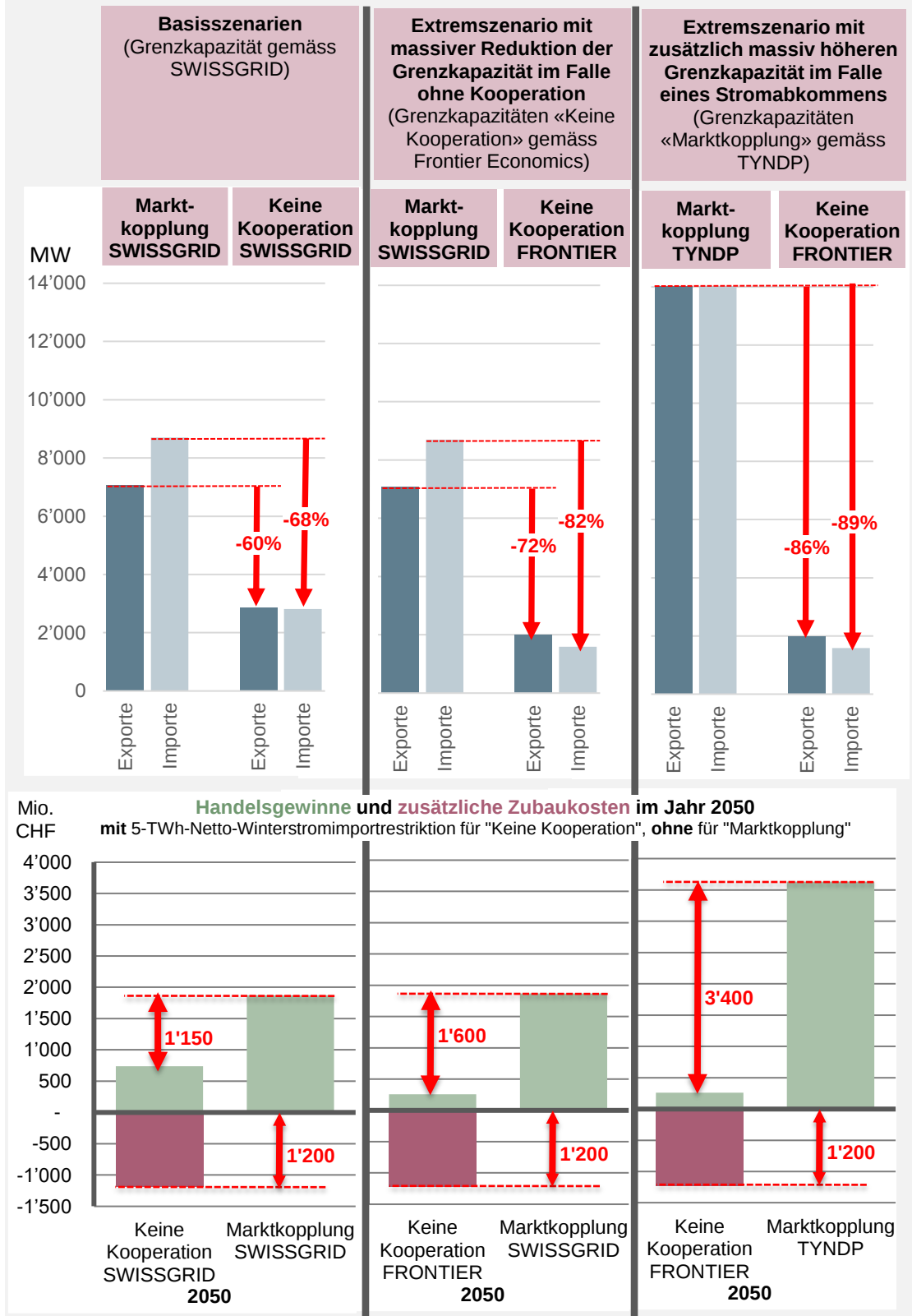
Die von Swissgrid berechneten Grenzkapazitäten im Szenario «Marktkopplung» berücksichtigen Netzausbauten bis 2035. Auch nach 2035 dürfte das Netz weiter ausgebaut werden. Welche Auswirkungen ein weiterer Netzausbau auf die Grenzkapazitäten der Schweiz hätte, kann im Moment nicht abgeschätzt werden. Für die Abschätzung der Auswirkungen höherer Grenzkapazitäten stützen wir uns auf ENTSO-E TYNDP 2022.²⁷ ab und verwenden Grenzkapazitäten für das Jahr 2050. Wie die Abbildung 4-10 zeigt, weist TYNDP für das Jahr 2050 mit je etwa 14'000 MW deutlich höhere Grenzkapazitäten als Swissgrid für das Jahr 2035. Bei so hohen Grenzkapazitäten könnten auch deutlich höhere Handelsgewinne erzielt werden. Die Abbildung 4-10 zeigt in der rechten Spalte, dass die Handelsgewinne bei solch hohen Grenzkapazitäten im Szenario «Marktkopplung TYNDP» im Vergleich zum Szenario «Keine Kooperation FRONTIER» im 2050 jährlich rund 3'400 Mio. CHF betragen. Mit den erhöhten Grenzkapazitäten könnte also der Handelsgewinn mehr als verdoppelt werden.

Fazit: Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass die zur Verfügung stehenden Grenzkapazitäten einen grossen Einfluss auf die Handelsgewinne haben: Je höher die Grenzkapazitäten, desto höher die potenziellen Handelsgewinne.

²⁶ Die angenommenen Grenzkapazitäten im Szenario «Keine Kooperation FRONTIER» basieren auf dem Szenario «Ohne technische Kooperation» von Frontier Economics (2021).

²⁷ TYNDP ist der sogenannte Ten-Years-Network-Development-Plan der ENTSOE-E. Er bietet eine europaweite Vision für das Stromsystem der Zukunft – unter anderem auch für das Jahr 2050 – und untersucht, wie Stromverbindungen und -speicher genutzt werden können, um die Energiewende kosteneffizient und sicher zu gestalten. Die Grenzkapazitäten (NTC) für das Szenario «Marktkopplung TYNDP» haben wir der Table 12 von Marucci A., Guidati G. (2023) entnommen. Marucci und Guidati ihrerseits stützen sich bei ihren NTC auf ENTSO-E TYNDP 2022 ab.

Abbildung 4-9: Sensitivitätsanalyse: Der Einfluss unterschiedlicher Grenzkapazitäten auf Handelsgewinne und zusätzliche Zubaukosten



4.2 Teilnahme an EU-Regelenergie-Plattformen und EU-Systemdienstleistungen

Zusammenfassung: Durch die Teilnahme an den verschiedenen Regelenergieplattformen (TERRE, MARI, PICASSO) erhalten Übertragungsnetzbetreiber einen koordinierten und grenzüberschreitenden Zugang zu Regelenergie. Die gemeinsame und koordinierte Beschaffung über diese Plattformen führt zu höherer Liquidität und Effizienz in den jeweiligen Regelenergiemärkten. Zwar nimmt Swissgrid bis jetzt noch an einer von drei Regelenergieplattformen teil, die Teilnahme an den anderen zwei Regelenergieplattformen ist ohne Stromabkommen stark gefährdet. Mit dem Stromabkommen ist die Teilnahme der Schweiz an diesen Plattformen abgesichert, und damit das Beschaffen von *Regelenergie* und das *Management der Netzstabilität* für die Schweiz *günstiger*. Weiter können *Handelsopportunitäten* für die Schweizer Stromwirtschaft zum Angebot von Regelenergie auf ausländischen Märkten genutzt werden.

Beschreibung

Ausgangslage: Aktuell nimmt Swissgrid nur an der Plattform für die *langsam bereitgestellte* Tertiärregelenergie TERRE teil. Es ist geplant, die Terre Plattform auf Anfang 2026 einzustellen, da der Intradayhandel zunehmend näher an die Echtzeit verschoben und die Plattform obsolet wird.

Ohne Stromabkommen mit der EU ist die Teilnahme der Schweiz an MARI und PICASSO gemäss Electricity Balancing Guideline (EB GL) allerdings nur möglich, wenn die EU-Kommission dieser zustimmt – aufgrund des Kriteriums, dass der Ausschluss der Schweiz zu ungeplanten physischen Lastflüssen durch die Schweiz führen könnte, welche die Systemsicherheit in der Region gefährden. Die EU-Kommission argumentiert, dass eine Teilnahme von Swissgrid an TERRE – und in weiterer Konsequenz auch an MARI und PICASSO – zukünftig *nicht* zwingend notwendig sei, um die Systemsicherheit in der Region zu gewährleisten. Dies, weil die europäischen ÜNB über ausreichende Notmassnahmen verfügen würden, um auch ohne Swissgrid bei Betriebsstörungen eingreifen zu können.²⁸ Demnach wird Swissgrid zurzeit (aufgrund des fehlenden Stromabkommens) von MARI und PICASSO ausgeschlossen.

Zudem würde die Schweiz ohne Stromabkommen auch von weiteren EU-Kooperationen ausgeschlossen:

- **Imbalance Netting IGCC (International Grid Control Cooperation)** unterstützt das Ausgleichen von Ungleichgewichten im Stromnetz, indem die Energieflüsse zwischen den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) in verschiedenen Ländern ausgeglichen («genettet») werden. Seit der Gründung der internationalen Kooperation (Oktober 2011) wurde eine kumulierte Energiemenge von rund 40 TWh eingespart, was einem Geldwert von über 0.75 Mrd. Euro entspricht. Es ist geplant, das Imbalance Netting IGCC schrittweise in die Regelenergieplattform PICASSO zu integrieren.²⁹

Situation mit einem Stromabkommen mit der EU: Vollumfängliche Teilnahme an den Kooperationen und Teilnahmen an Plattformen sind diskriminierungsfrei möglich.

²⁸ ElCom (2024a), Bericht Regelleistung und Regelenergie 2023.

²⁹ Swissgrid (2021), Factsheet International Grid Control Cooperation (IGCC).

Wirkungsanalyse

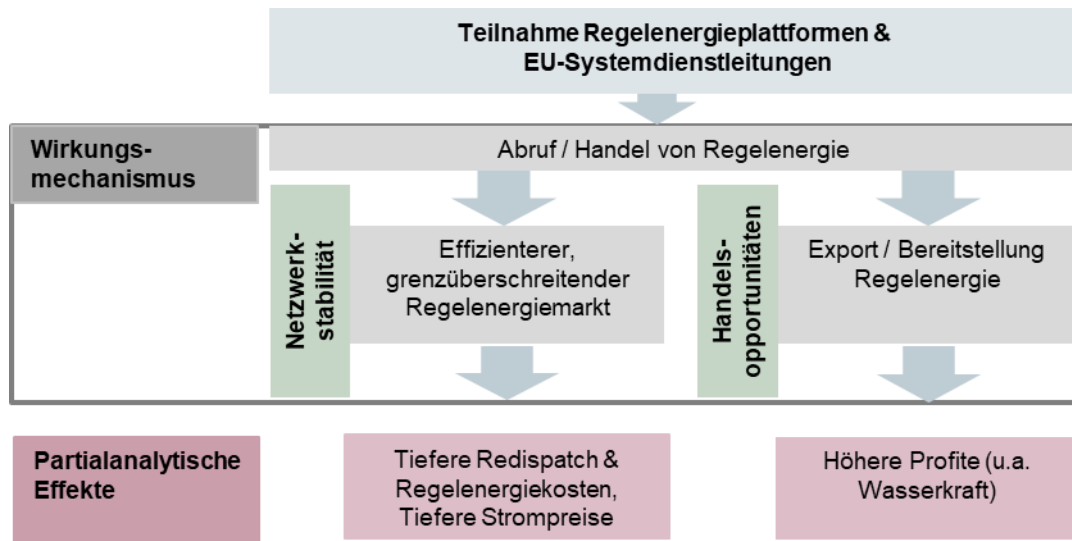
Durch die Teilnahme an den verschiedenen Regelenergieplattformen erhalten Übertragungsnetzbetreiber einfacheren Zugang zu Regelenergie. Die gemeinsame und optimierte Beschaffung von Regelenergie führt zu höherer Liquidität im entsprechenden Markt. Zwar nimmt Swissgrid bis jetzt noch an einer von drei Regelenergieplattformen teil (TERRE), die Teilnahme an den anderen zwei Regelenergieplattformen ist ohne Stromabkommen mit der EU stark gefährdet. Die wichtigsten positiven Effekte von einem Stromabkommen sind im Folgenden zusammengefasst (vgl. Abbildung 4-10):

- **Höhere Netzstabilität:** Da die Stromnetze in Europa stark miteinander verbunden sind, führt der Einbezug der Schweiz dazu, dass eine optimale grenzüberschreitende Zusammenarbeit bei der Frequenzwiederherstellung und der Netzstabilität gewährleistet wird.
- **Tiefere Kosten für Regelenergie:** Die Teilnahme führt zu tieferen Kosten für die Beschaffung von Regelenergie (durch die Möglichkeit auf Angebote in der EU zuzugreifen).
- **Mehr Handelsopportunitäten:** U.a. Export von Regelenergie aus Schweizer Wasserkraft. Diese bieten Absatzmöglichkeiten für Leistung und Erzeugung aus den flexiblen Schweizer Kraftwerken.
- **Weniger ungeplante Lastflüsse:** Mit einem Stromabkommen kann die Schweiz an den EU-Regelenergie-Plattformen und den EU-Systemdienstleistungen teilnehmen. Würde Swissgrid ohne Stromabkommen von den neuen europäischen Plattformen für den gemeinsamen Abruf von Regelenergie ausgeschlossen, könnte dies zu einer weiteren Zunahme ungeplanter Lastflüsse im Schweizer Netz führen. Wobei dies auch davon abhängig sein wird, inwieweit die Schweiz in die Kapazitätsberechnungen einbezogen würde.
- **Teilnahme am Imbalance Netting IGCC:** Diese Beteiligung erlaubt der Schweiz Sekundärregelenergie durch Netting einzusparen. Der monetäre Wert der durch das Netting vermiedenen Aktivierungen liegt für die Schweiz bei rund vier bis fünf Mio. Euro pro Jahr.³⁰

Fazit: Die Teilnahme an den Regelenergieplattformen bietet der Schweiz Möglichkeiten für kosteneffizienter Import von Regelenergie (=tiefere Kosten für Regelenergie), zusätzliche Handelsopportunitäten für die CH-Strombranche (u.a. Export Regelenergie) und geringere Risiken für die Netzstabilität. Die Teilnahme von Swissgrid an europäischen Regelenergieplattformen trägt zudem zu einer Erhöhung der Systemsicherheit bei, da grenzüberschreitend auf mehr Regelenergie zugegriffen werden kann als auf einem nationalen Markt.

³⁰ Swissgrid (2022b), Factsheet MARI und PICASSO – Europäische Plattformen für die gemeinsame Vorhaltung von Regelleistung.

Abbildung 4-10: Wirkungsmodell Regelenenergie Plattformen und EU-Systemdienstleistungen



Exkurs: Swissgrid im Rahmen des Schweizer Regelenenergiemarkts

Für den sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes ist es entscheidend, dass Stromerzeugung und Stromverbrauch stets im Gleichgewicht stehen. Zu jedem Zeitpunkt muss genau so viel Energie ins Netz eingespeist werden, wie verbraucht wird, um die Netzfrequenz konstant bei 50 Hertz zu halten. Kommt es zu einem Ungleichgewicht zwischen Produktion und Verbrauch, greift Swissgrid auf Regelenenergie zurück. Bei unvorhergesehenen Schwankungen im Stromnetz greift Swissgrid auf Regelenenergie zurück. Dazu beauftragt sie Kraftwerke, ihre Energieproduktion zu erhöhen oder zu senken. Beim Regelenenergieeinsatz werden drei Stufen unterschieden: Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung. Die Beschaffung erfolgt über Regelleistungsmärkte: Die benötigte Leistung wird auf Plattformen ausgeschrieben, wo Kraftwerke ihre Angebote zu einem bestimmten Preis einreichen können. Erhalten sie den Zuschlag, sind die Kraftwerke verpflichtet, die angebotene Leistung innerhalb eines vorgegebenen Zeitraums bereitzustellen. Für diese Bereitschaft erhalten sie eine Entschädigung von Swissgrid. Muss Sekundär- oder Tertiärregelenenergie tatsächlich eingesetzt werden, erfolgt eine zusätzliche Vergütung für die erbrachte Energie.

Regelmärkte EU

Die Regelleistungsmärkte der EU wurden kontinuierlich weiterentwickelt, um den Wettbewerb, die Anzahl Anbieter und die Marktliquidität zu erhöhen. Nachfolgend eine Zusammenfassung der wichtigsten Plattformen:

Frequency Containment Reserves (FCR)

- **Ziel:** Bereitstellung von Primärregelenenergie zur Stabilisierung der Netzfrequenz auf konstant 50 Hz.
- **Funktion:** Automatische Aktivierung innerhalb von Sekunden bei Frequenzabweichungen.
- **Besonderheit:** Ermöglicht einen gemeinsamen Markt für Primärregelenenergie auf europäischer Ebene.

International Grid Control Cooperation (IGCC)

- **Ziel:** Vermeidung unnötiger Gegenregelungen und Unterstützung bei der Frequenzstabilisierung.

- **Funktion:** Optimiert den Austausch von Sekundär-Regelenergie zwischen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNBs) und reduziert Energieverluste.
- **Besonderheit:** Grundlage für die spätere Integration in PICASSO.

Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation (PICASSO)

- **Ziel:** Bereitstellung von Sekundärregelenergie (SRE).
- **Funktion:** Automatisierter Abruf zur Stabilisierung des Netzes bei Abweichungen nach der Primärregelung (innerhalb 5 Minuten).
- **Besonderheit:** Grenzüberschreitender Handel von SRE; Einführung ab 2022.

Manually Activated Reserves Initiative (MARI)

- **Ziel:** Koordination von schneller Tertiärregelenergie (TRE).
- **Funktion:** Manuelle Aktivierung bei grösseren Ungleichgewichten; Aktivierungszeit 12,5 Minuten, Lieferzeit 15 Minuten.
- **Besonderheit:** Ergänzt PICASSO bei mittelfristigen Netzstabilisierungen.

Trans European Replacement Reserves Exchange (TERRE)

- **Ziel:** Bereitstellung von Ersatzreserve als langsamer Tertiärregelenergie.
- **Funktion:** Manuelle Aktivierung bei längerfristigen Netzabweichungen; Aktivierungszeit 30 Minuten, Lieferzeit bis zu 1 Stunde.
- **Besonderheit:** Seit Oktober 2020 in Betrieb und geplante Schliessung der Plattform Ende 2025.

Zusammenfassend wird somit die Beschaffung von **Primärregelung durch FCR** («Frequency Containment Reserve») **abgedeckt**; **Sekundärregelung** durch PICASSO und **Tertiärregelung** durch MARI und TERRE («Trans European Replacement Reserves Exchange»). Die Plattformen sind darauf ausgelegt, den Wettbewerb und die Liquidität auf den Regelenergiemärkten zu erhöhen und durch optimierte grenzüberschreitende Mechanismen die Effizienz zu steigern. Swissgrid beteiligt sich an internationalen Plattformen wie FCR, IGCC und TERRE.

Quellen: Swissgrid (2022b), Factsheet MARI und PICASSO; EICOM (2023), Bericht Regelleistung und Regelenergie 2023.

4.3 Strommarktöffnung mit Grundversorgung

Zusammenfassung: Heute ist der Markt nur für Grossverbraucher mit einem jährlichen Verbrauch über 100 Megawattstunden (MWh) geöffnet. Mit dem Stromabkommen wird der Strommarkt auch für kleinere Stromverbraucher wie Haushalte vollständig geöffnet – alle Endverbraucherinnen und Endverbraucher können ihren Stromanbieter frei wählen. Dabei gibt es weiterhin eine regulierte Grundversorgung mit regulierten Preisen. Bei der Regulierung der Grundversorgung muss sich die Schweiz an gewisse Leitplanken halten, hat aber einen relativ grossen Handlungsspielraum.

Die Strommarktöffnung für alle Endverbraucherinnen und Endverbraucher führt – je nach Wechselbereitschaft der Kleinverbraucher – zu einer Verschiebung von Produzentenrenten zu Konsumentenrenten – *die kleineren Verbraucher werden also per Saldo bessergestellt*. Diese Besserstellung der Kleinverbraucher gilt unabhängig davon, wie künftig die Grundversorgung geregelt wird. Mit der Strommarktöffnung erhalten auch die kleineren Endverbraucher die Wahlfreiheit, am Markt teilzunehmen oder in der Grundversorgung zu verbleiben. Damit können sie – je nach Grundversorgungsregulierung – den Nachteilen in der Grundversorgung ausweichen oder von deren Vorteilen profitieren.

Die Strommarktöffnung für alle Endverbraucherinnen und Endverbraucher wird auch zu einer regionalen *Preiskonvergenz* führen. Eine wahrscheinliche Auswirkung der vollständigen Marktöffnung liegt in einer gewissen *Konsolidierung bei den Energieversorgungsunternehmen* sowie einer *Beschaffungsoptimierung*.

Beschreibung

Ausgangslage: Die Stromversorgung in der Schweiz ist aktuell teilliberalisiert. Lediglich Grosskunden mit einem jährlichen Stromverbrauch über 100 MWh können ihren Stromlieferanten frei wählen. Feste Endverbraucher sind die Haushalte und die anderen Endverbraucher mit einem jährlichen Stromverbrauch von weniger als 100 MWh.³¹

Für die Tariffestlegung sind unter dem heute geltenden Rechtsrahmen ab den Tarifen 2026 getrennte Portfolien für die Grundversorgung und für die Verbraucher im freien Markt zu bilden. Ein Mindestanteil von 50 Prozent der erneuerbaren erweiterten Eigenproduktion (eigene Kraftwerke, Partnerkraftwerke sowie Abnahmepflicht) fliesst gestehungskostenbasiert in die Grundversorgung ein. Zudem muss der Strom zu einem Mindestanteil von 20 Prozent des Absatzes in der Grundversorgung aus erneuerbarer inländischer Produktion stammen. Hierzu können auch (mangels Eigenproduktion) Mittel- bzw. Langfristverträge über inländischen erneuerbaren Strom (bspw. sogenannte Power Purchase Agreements; PPA) abgeschlossen werden. Zudem müssen die Verteilnetzbetreiber für die Grundversorgung eine strukturierte Beschaffungsstrategie verfolgen. Für die Grundversorgung wird ein überwiegend erneuerbares inländisches Standardstromprodukt festgelegt.

Mit dem Stromabkommen wird der Strommarkt vollständig geöffnet, wobei es weiterhin eine regulierte Grundversorgung mit regulierten Preisen gibt, deren konkrete Ausgestaltung derzeit noch offen ist. Mit der vollständigen Strommarktöffnung können auch die kleineren Endverbraucher ihren Stromlieferanten frei wählen. Das Wahlrecht in der Grundversorgung zu

³¹ Art. 6. StromVG.

verbleiben oder in den freien Markt zu wechseln sollen alle Endkunden mit einem jährlichen Stromverbrauch unter 50 MWh haben. Um die volle Strommarktöffnung verbraucherseitig abzusichern, wird es v.a. eine neutrale Vergleichsplattform und eine Ombudsstelle geben. Zudem sichert eine stete Rückkehrmöglichkeit in die Grundversorgung die Endverbraucherinnen und Endverbraucher ab. Die derzeit bestehenden Inländervorränge für die heimische Energieproduktion in der Grundversorgung müssen aber entfallen.

Wirkungsanalyse

Die Wirkungen einer vollständigen Strommarktöffnung mit regulierter Grundversorgung können – auch im Hinblick auf die Erfahrungen in der EU (vgl. dazu auch den nachfolgenden Exkurs)³² – wie folgt zusammengefasst werden (vgl. dazu auch die Abbildung 4-11):

- **Effizienzgewinne – Strompreisniveau:** Aus einer theoretischen Sicht müsste die freie Stromlieferantenwahl der heute noch festen Endkunden den Wettbewerb zwischen den Stromlieferanten erhöhen. Als Folge davon müssten die Preise für Haushalte und kleinere Endverbraucher sinken. Die Lehren aus der EU zeigen allerdings, dass es (i) schwierig ist, den Effekt der vollständigen Marktöffnung auf die Stromkosten bzw. Produktivität in der Stromerzeugung und die Preise eindeutig zu messen, aber (ii) eine gewisse Evidenz für reduzierte Endkundenpreise als Folge der Liberalisierung festgestellt werden kann,³³ die Effekte auf die Preise aber überschaubar sein können. Ein Grund dafür dürfte eine beschränkte Wechselbereitschaft der Endkunden sein (es wechseln aber viele Haushalte auf alternative Verträge ihres Anbieters).³⁴ Ein möglicher anderer Grund dürfte darin zu suchen sein, dass bei einer regulierten Grundversorgung sich die Marktpreise an den Preisen der regulierten Grundversorgung ausrichten können (kleinere Endkunden bekommen zudem nicht gleich günstige Angebote wie Grossverbraucher).³⁵ Weiter zeigt sich in der EU, dass allgemein mit fortschreitendem Binnenmarkt die Strompreise (Energiepreis exkl. Netznutzung) regional, national und international konvergieren. Allerdings ist unklar, wieviel von diesem Konvergenzeffekt auf die Strommarktöffnung zurückzuführen ist.

Bei einer vollständigen Öffnung des Strommarktes in der Schweiz könnte die Wechselbereitschaft der heute noch festen Endkunden ebenfalls zurückhaltend sein, u.a. auch weil die Stromkosten in der Schweiz für die Haushalte weniger erheblich sind als in der EU. Daher könnten die Effekte der vollständigen Strommarktöffnung in Bezug auf die Endkundenpreise beschränkt bleiben. Dennoch gibt es auch unmittelbare Vorteile: So können die Endverbraucher wechseln, wenn ihr Grundversorger teuer beschafft. Dies ist von erheblicher Bedeutung in Versorgungsgebieten, bei denen in der letzten Zeit die Grundversorgungspreise erheblich gestiegen sind (oder die per se eher teuer waren). Auch steigt die

³² Die EU-Länder haben ihren Strommarkt bereits ab 2007 liberalisiert. Viele Mitgliedstaaten haben eine regulierte Grundversorgung – Ausnahmen ist bspw. Deutschland ohne regulierte Grundversorgung.

³³ da Silva, Cerqueira (2017).

³⁴ Dabei ist aber zu beachten, dass tiefe Wechselraten nicht per se auf eine tiefe Wettbewerbsintensität hinweisen. Sie können auch durch eine kompetitive Preissetzung der bestehenden Lieferanten oder eine hohe Kundenzufriedenheit begründet sein (vgl. Swiss Economics (2015)).

³⁵ Vgl. Swiss Economics (2015).

Wahlfreiheit, da mehr Verträge mit anderen Qualitäten als in der regulierten Grundversorgung gewählt werden können.

Abbildung 4-11: Wirkungsmodell Strommarktöffnung für alle Endverbraucherinnen und Endverbraucher mit regulierter Grundversorgung



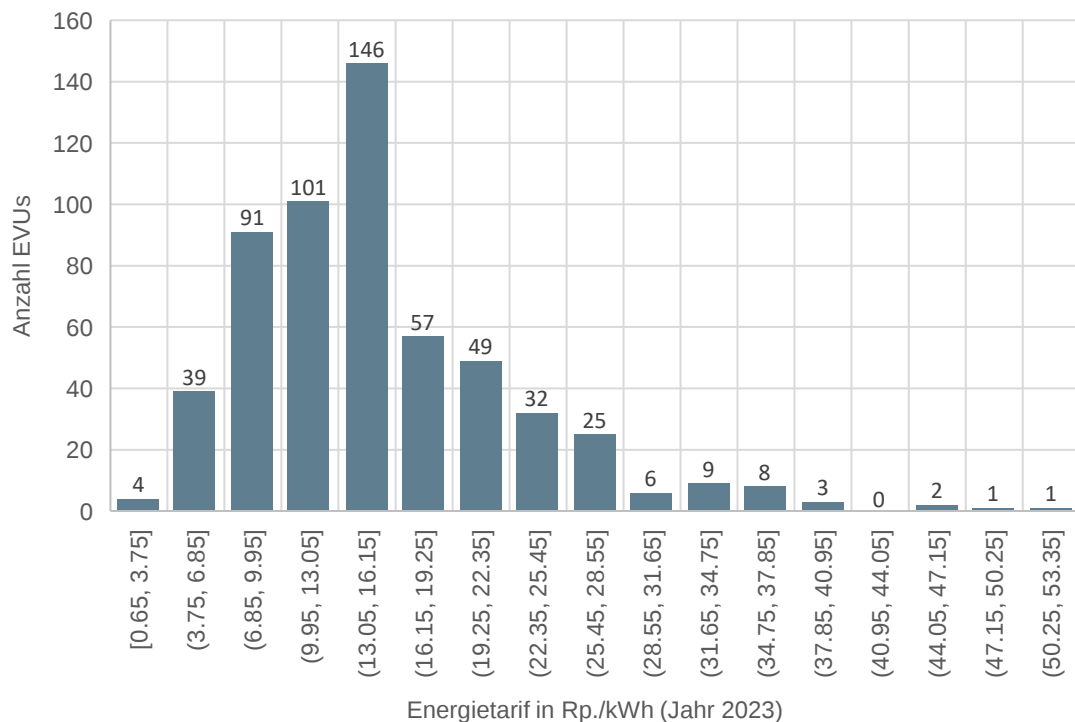
- **Effizienzgewinne – strukturelle Effekte:** Als Folge der vollständigen Strommarktöffnung – und auch weiteren Massnahmen – hat in den Mitgliedsländern eine gewisse Konzentration der Stromunternehmen stattgefunden.³⁶ Dies könnte darauf hinweisen, dass die Vorteile der vollständigen Strommarktöffnung – oder allgemeiner des Strombinnenmarkts – auch durch die Übernahme von ineffizienten EVUs durch effizientere EVUs zustande kommen. Dies stünde im Einklang mit der Annahme, dass fusionierte Unternehmen entsprechende Grössen- und Verbundvorteile (Skaleneffekte) generieren, was volkswirtschaftlich positiv zu bewerten ist.

Ein Effekt einer vollständigen Strommarktöffnung in der Schweiz dürfte eine gewisse Beschleunigung der – bereits durch die Digitalisierung und höhere Komplexität des Stromgeschäfts zu erwartende – Unternehmenskonzentration bei den EVUs sein.³⁷ Die heute rund 600 EVU mit Grundversorgung haben stark unterschiedliche Energietarife (vgl. Abbildung 4-10). Der Energietarif von knapp 60 % der EVUs mit Grundversorgung bewegt sich für einen typischen Haushalt (4'500 kWh Jahresverbrauch) zwischen rund 7 bis 16 Rp./kWh. Ein Drittel der EVUs verrechnete im Jahr 2023 Energietarife von über 16 Rp./kWh.

³⁶ Vgl. Kishimoto et al. (2017).

³⁷ Das Ausmass der Konsolidierung ist allerdings ungewiss und hängt von der Wechselbereitschaft der Stromkunden ab.

Abbildung 4-12: Strompreise (nur Anteil Energie) für knapp 600 EVUs im Jahr 2023 für den Haushalt H4³⁸ in der Grundversorgung



Bei derart grossen Strompreisdifferenzen kann es in der Schweiz bei einer Strommarktöffnung zu einer gewissen Unternehmenskonzentration kommen. Auf jeden Fall ist eine gewisse Strompreiskonvergenz innerhalb der Schweiz zu erwarten. Teure Versorger werden gezwungen, ihre Beschaffung weiter zu optimieren.

- **Verteilungseffekte:** Die Strommarktöffnung bringt – sofern die kleineren Endkunden wechselbereit sind – Vorteile für die kleineren Endkunden. Bei hohen Strommarkt- bzw. -importpreisen wechseln die kleineren Endkunden in die Grundversorgung und profitieren von den tieferen Stromgestehungskosten in der Schweiz. Bei tiefen Strommarkt- bzw. -importpreisen optieren kleinere Endkunden für den freien Markt. Insgesamt verschiebt die Strommarktöffnung – zumindest in dieser idealen, wechselbereiten Welt – zu einer Verschiebung von Produzentenrenten zu Konsumentenrenten – die kleineren Verbraucher werden also per Saldo bessergestellt.

Ob und wie stark die Besserstellung der kleineren Stromverbraucher durch die Wahlfreiheit ist, ob sie in der Grundversorgung bleiben oder einen anderen Stromanbieter wählen, hängt auch davon ab, wie die Schweiz ihre Grundversorgung unter einem Stromabkommen künftig reguliert. Die Schweiz hat hier einen nicht unerheblichen Handlungsspielraum, der aktuell auch von den EU-Mitgliedstaaten ausgenutzt wird.³⁹

³⁸ Das Haushaltsprofil H4 entspricht einem Haushalt mit einem Verbrauch von 4'500 kWh/Jahr.

³⁹ Frontier Economics (2024), Grundversorgung und Preisregulierung in ausgewählten Ländern der EU.

Exkurs: Erfahrungen aus der EU hinsichtlich der Strommarkliberalisierung für Kleinkunden**Ergebnisse einer Befragung des EDA (Abteilung Europa) (2024) ⁴⁰**

Am Sounding Board im Rahmen der Projektorganisation wurde das EDA beauftragt, über das EU-Aussennetz Informationen über die Auswirkungen der Öffnung des Kleinkundenmarktes im Strombereich zu sammeln. Die Fragen wurden von EDA und UVEK/BFE erarbeitet. Die Beantwortung der Fragen erfolgte auf Basis von Expertengesprächen, Austausch mit Ministerien, Studien und Recherchen vor Ort.

Ergebnisse / Fazit: Die Strommarktöffnung ist in den meisten EU-Mitgliedstaaten (EU-MS) seit mehr als 15 Jahren vollzogen, eine Grundsatzdebatte darüber findet nicht (mehr) statt. **Die Auswirkungen werden überwiegend positiv bewertet (grössere Anbieter- und Angebotsvielfalt, höherer Preisdruck, bessere Servicequalität).** In einigen EU-MS ist die Anbietervielfalt u.a. wegen der starken Stellung staatlicher Monopolisten unzureichend. Die Wechselquoten von Kleinkunden blieben zudem häufig auf niedrigem Niveau. Die Studie zeigt weiterhin, dass selbst nach der Öffnung des Strommarktes verschiedene Korrekturmöglichkeiten bestehen. Die Strommarktöffnung hat zu Restrukturierungen, aber auch zu Effizienzsteigerungen im Stromsektor geführt. Bei den staatlichen Monopolisten ist die Zahl der Beschäftigten zurückgegangen. Auf der anderen Seite sind neue Stromanbieter und neue Arbeitsplätze entstanden. Diese Veränderungen hängen auch mit der Digitalisierung und der Dekarbonisierung bzw. der Energiewende zusammen.

ACER (2014) / Swiss Economics (2015) – Strommarktöffnung in der EU und Folgerungen für die Schweiz⁴¹

Umsetzung in einzelnen Mitgliedstaaten: Trotz Marktöffnung sind die Endkundenpreise in 15 der 29 untersuchten Länder weiterhin reguliert. Auch in den Ländern ohne direkte Endkundenpreisregulierung sind die Stromlieferanten zum Teil relativ strengen Vorgaben hinsichtlich der möglichen Ausgestaltung von Endkundenangeboten unterworfen. So sind beispielsweise in Grossbritannien nur vier Basisangebote für Kleinkunden zulässig, um die Vergleichbarkeit der Angebote zu erhöhen. Diese starke generelle Einflussnahme auf die Endkundenpreise wird von der EU-Kommission und ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) kritisiert.

Marktdynamik und Markteintrittsschranken: Auf der Nachfrageseite weist der europäische Strommarkt überwiegend **niedrige Wechselraten der Haushalte** auf.⁴² Dies ist nicht per se negativ und kann z.B. durch zufriedene Kunden begründet sein. Dies ist jedoch nicht immer der Fall, wie das Beispiel Grossbritannien zeigt: Kundenbefragungen zeigen, dass nur die Hälfte der Endkunden mit ihrem Versorger zufrieden ist und 43 % kein Vertrauen in die ehrliche Kommunikation ihres Versorgers haben. Eine Kombination aus niedrigen Wechselraten und unzufriedenen Kunden würde bedeuten, dass entweder die Such- und Wechselkosten hoch sind oder andere bestehende Markteintrittsbarrieren die Wettbewerbsdynamik schwächen.

Marktkonzentration: Im Zuge der Liberalisierung des Strommarktes kam es zu einer Welle von Fusionen und Übernahmen im europäischen Strommarkt. Die grossen Versorger verschafften sich Zugang zu den bisher überwiegend nationalen Märkten, indem sie einerseits lokale Versorger aufkauften und andererseits Tochtergesellschaften gründeten. Zusammen verkauften die vier grössten Stromanbieter EDF, Endesa/ENEL, E.ON und RWE im Jahr 2013 35 % des gesamten Stroms in der EU (ACER, 2014). Auf

⁴⁰ EDA (2024), Umfrage im EU-Aussennetz zur Strommarktöffnung (Kleinkundenmarkt).

⁴¹ ACER (2014), Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2014, sowie Swiss Economics (2015), Strommarktöffnung in der EU und Folgerungen für die Schweiz.

⁴² Für das Jahr 2023 wird bei den Haushalten eine Wechselrate von rund 7 % ermittelt, vgl. ACER (2024).

nationaler Ebene liegt der Herfindahl-Hirschman-Index⁴³ im Stromsektor in siebzehn europäischen Ländern über 2000, was nach den europäischen Richtlinien auf eine sehr hohe Marktkonzentration hinweist (ACER, 2014, S. 48). In diesen siebzehn Staaten vereinen die vier grössten Anbieter einen Marktanteil von über 80 %.

Insgesamt sind die Elektrizitätspreise im Zuge der Strommarktliberalisierung insbesondere für Haushaltskunden gestiegen. Die stärksten Preistreiber sind aber die nicht direkt dem Markt ausgesetzten Kostenbestandteile, nämlich Netznutzungsentgelte, Abgaben und Steuern. Die Preise für die Energiekomponente sind im europäischen Durchschnitt bei Grosskunden zwischen 2007 und 2014 im Durchschnitt fast konstant geblieben, während sie bei Kleinkunden durchschnittlich um 22 % gestiegen sind. Somit ist bei der Energiekomponente (also ohne Berücksichtigung von Netzentgelten, Abgaben und Steuern) ein Auseinanderdriften von Klein- und Grosskundenpreisen zu beobachten (vgl. ACER, 2014; Swiss Economics, 2015). Diese Entwicklung kann aber nicht ursächlich auf die Strommarktliberalisierung zurückgeführt werden. Für diese Entwicklung bedeutender dürften die vielfältigen Markteingriffe sein (Fördermechanismen, Preisregulierungen usw.).

International Association for Engineering Without Borders (2023)⁴⁴

Elektrizitätspreise: Diese Studie stellt keinen klaren Zusammenhang fest zwischen **der Höhe von Strompreisen** und der Zugehörigkeit zum europäischen Strommarkt und damit den seinerzeit geförderten Liberalisierungsprozessen.

4.4 Abschaffung Vorrang Langfristverträge

Zusammenfassung: Bei den Langfristverträgen (Long-Term Contracts, LTC) mit französischen Stromunternehmen handelt es sich u.a. um Abrufoptionen zu einem vertraglich festgelegten Preis, die gleichzeitig den vorrangigen, d.h. garantierten Zugang zu grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten beinhalten. Mit einem Stromabkommen mit der EU würden die Vorränge dieser Verträge jedoch abgeschafft, was die dem Markt resp. dem Stromhandel zur Verfügung gestellten Kapazitäten erhöht. Die Abschaffung der LTC führen zu einem Sinken der Produzentenrente für die Inhaber der Vertragshalter (was aber durch zusätzliche Engpasserlöse für die Übertragungsnetzbetreiber, die zu 50 % an die Swissgrid gehen, ersetzt würde). Die Vergabe der freiwerdenden Kapazität mittels Auktionen der Grenzkapazitäten respektive die implizite Zuweisung im Market Coupling erhöht die Effizienz.

Beschreibung

Ausgangslage: Verschiedene Schweizer Unternehmen schlossen mit Electricité de France langfristige Verträge («Long-Term Contracts», LTC) zum Kauf von Strom aus französischen Atomkraftwerken. Technisch gesehen handelt es sich bei diesen Verträgen um Abrufoptionen zu vertraglich festgelegten finanziellen Bedingungen, die den vorrangigen, d.h. garantierten Zugang zu grenzüberschreitenden Übertragungskapazität ermöglichen.⁴⁵ Die letzten Verträge

⁴³ Der Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) ist ein Mass für die Marktstruktur, das verwendet wird, um die Marktkonzentration zu bewerten und somit den Wettbewerb auf einem Markt zu analysieren. Er wird genutzt, um die Marktmacht von Unternehmen und das Risiko monopolistischer oder oligopolistischer Strukturen zu beurteilen.

⁴⁴ International Association for Engineering Without Borders (2023), Impacts of Electricity Liberalisation in the European Union.

⁴⁵ <https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaefft?AffairId=20093083>

werden 2039 auslaufen, allerdings ist nicht ausgeschlossen bzw. wird davon ausgegangen, dass diese anschliessend wieder erneuert werden können.

Situation mit einem Stromabkommen: Mit dem Stromabkommen werden die noch bestehenden Einspeisevorränge für Strom aus langfristigen Verträgen (Long Term Contracts - LTCs) zwischen Frankreich und der Schweiz abgeschafft, da sie nicht mehr den Vorgaben des EU-Rechts entsprechen. Mit der Abschaffung dieser Vorrangregelung werden die frei gewordenen grenzüberschreitenden Kapazitäten für alle Handelsakteure zugänglich sein. Die Abschaffung dieser Vorrangregelungen ermöglicht den Übertragungsnetzbetreibern, auf den frei gewordenen Kapazitäten Engpasserlöse zu generieren, die zur Senkung der Netzkosten und somit zur Reduktion der Strompreise für Endverbraucher beitragen können. Im Rahmen des Stromabkommens wurde zudem eine finanzielle Entschädigung für die LTC-Vertragsinhaber ausgehandelt. Diese gilt für eine Übergangsperiode von sieben Jahren ab Inkrafttreten des Stromabkommens und der Abschaffung der LTC. Wasserkraftwerke an der Schweizer Grenze mit bestehenden und geringfügigen Einspeisevorrängen unter 65 MW können diese während einer Übergangsfrist von 15 Jahren ab Inkrafttreten beibehalten.

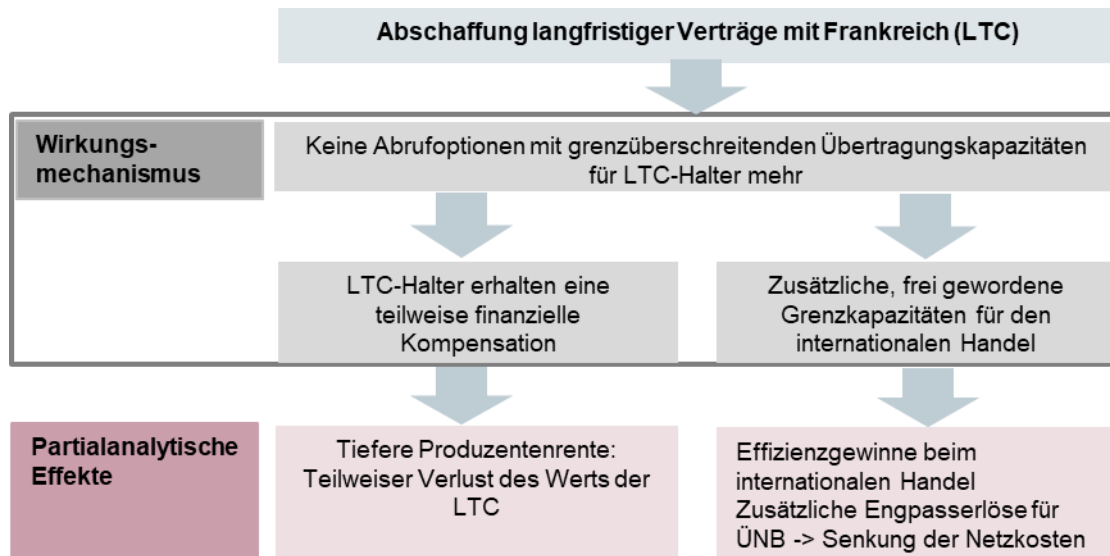
Wirkungsanalyse

Mit der Abschaffung der LTC-Verträge und mit den damit einhergehenden Erlösen auf den Grenzkapazitäten sind folgende Effekte zu erwarten:

- **Geringere Produzentenrente der LTC-Vertragshalter in der CH:** Die Abschaffung der Priorisierung von LTC bedeutet auf Ebene CH weniger Handelsgewinne für die LTC-Halter. Der Verlust wird durch die Schweiz und Frankreich für eine gewisse Zeit teilweise entschädigt.
- **Effizienzgewinne bei den Grenzkapazitäten:** Durch das Auktionieren der Grenzkapazitäten (nach Ablösung der Priorisierung von LTC-Haltern) ist aufgrund des höheren Wettbewerbs eine volkswirtschaftlich effizientere Allokation der Grenzkapazitäten zu erwarten.

Fazit: Die volkswirtschaftlichen Effekte für die Schweiz sind gering (u.a. tiefere Produzentenrente, höhere Preiskonvergenz mit Frankreich, höhere Engpasserlöse der Swissgrid). Die Effizienz im europäischen Strommarkt steigt ebenfalls geringfügig.

Abbildung 4-13 Wirkungsmodell Abschaffung langfristige Verträge («Long-Terms Contracts»)



4.5 Entflechtung Verteilnetzbetreiber

Zusammenfassung: Bereits heute bestehen Regulierungen bzgl. Entflechtung von Verteilnetzbetreiber in der Schweiz, aber weniger strikt als in der EU, welche eine betriebswirtschaftliche Entflechtung von vertikal integrierten EVUs mit mehr als 100'000 angeschlossenen Kunden verlangt. Die Entflechtung von Verteilnetzbetreibern dürfte im Rahmen eines Stromabkommens mit der EU positive Effekte auf den Wettbewerb und die Effizienz ausüben, aber gleichzeitig zu einmaligen Transformationskosten (u.a. durch die Umstrukturierung) sowie weniger laufenden Skaleneffekten und Synergien führen.

Insgesamt dürfte die Entflechtung von Verteilnetzbetreiber zu geringen volkswirtschaftlichen Auswirkungen führen, da nur wenige der rund 600 Verteilnetzbetreiber in der Schweiz von den strengeren EU-Entflechtungsregeln betroffen sind.

Beschreibung

Ausgangslage: Insgesamt gibt es in der Schweiz rund 600 Verteilnetzbetreiber, was im europäischen Vergleich eine hohe Dichte darstellt. In der Schweiz bestehen derzeit weniger strikte Regulierungen zur Entflechtung, als dies in der EU der Fall ist. So können die Verteilnetzbetreiber in der Schweiz Stromproduktion, Netzbetrieb und Stromlieferung vereint in einem Unternehmen betreiben, solange sie bestimmte Regeln der Diskriminierungsfreiheit und der Transparenz einhalten. Unter anderem müssen integrierte Energieversorgungsunternehmen in der Schweiz, welche Netzbetreiberin und Energieversorgerin in einem sind, den Netzbetrieb von anderen Geschäftsbereichen **buchhalterisch** klar abgrenzen. Denn der Betrieb eines Stromnetzes ist eine Monopolaufgabe (ein sog. natürliches Monopol) und jeder Energieanbieter soll zu den gleichen Bedingungen Zugang zum Stromnetz haben. Daher ist der Betrieb des Stromnetzes gesetzlich reguliert. Die Regulierung wird durch die Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) überwacht.

Situation mit Stromabkommen mit der EU: Das Stromabkommen mit der EU umfasst die **rechtliche Entflechtung** des Netzbetriebs von den übrigen Tätigkeitsbereichen vertikal integrierter Unternehmen (u.a. Energieversorgungsunternehmen mit Produktion, Handel, Vertrieb und Verteilung von Elektrizität) mit **mehr als 100'000 angeschlossenen Kunden**. Die Verteilnetzbetreiber müssen auch in ihrer Organisation und Entscheidungsgewalt von den übrigen Tätigkeitsbereichen, die nicht mit dem Netzbetrieb zusammenhängen, unabhängig sein. Als Mindestkriterien schreibt die EU dabei eine personelle und organisatorische Trennung zwischen dem Verteilnetzbetrieb und den übrigen Tätigkeitsbereichen sowie die Sicherstellung der Unabhängigkeit der Entscheidungsbefugnis des VNB über Vermögenswerte, die für den Betrieb, die Wartung oder den Ausbau des Netzes erforderlich sind, vor. Die Vermögenswerte des Netzbetreibers können beim gleichen Eigentümer verbleiben. Zu einer Zerschlagung von Energieversorgungsunternehmen kommt es damit nicht (d.h. eine eigentumsrechtliche Entflechtung ist nicht erforderlich). Damit geht die Anforderung bzw. Regulierung dennoch weiter als die aktuell in der Schweiz bestehende Regulierung, die lediglich eine informatorische und buchhalterische Entflechtung fordert.

Diese strengeren EU-Anforderungen gelten in der Schweiz nicht für VNB, die weniger als 100'000⁴⁶ angeschlossene Endkundinnen und Endkunden versorgen, wobei auch Endkundinnen und Endkunden von kleineren VNB mitzählen, sofern dieser VNB sich im Besitz oder unter Kontrolle eines grösseren VNB befindet. Somit betreffen die strengeren Anforderungen aktuell nur wenige der rund 600 Schweizer Verteilnetzbetreiber.

Wirkungsanalyse

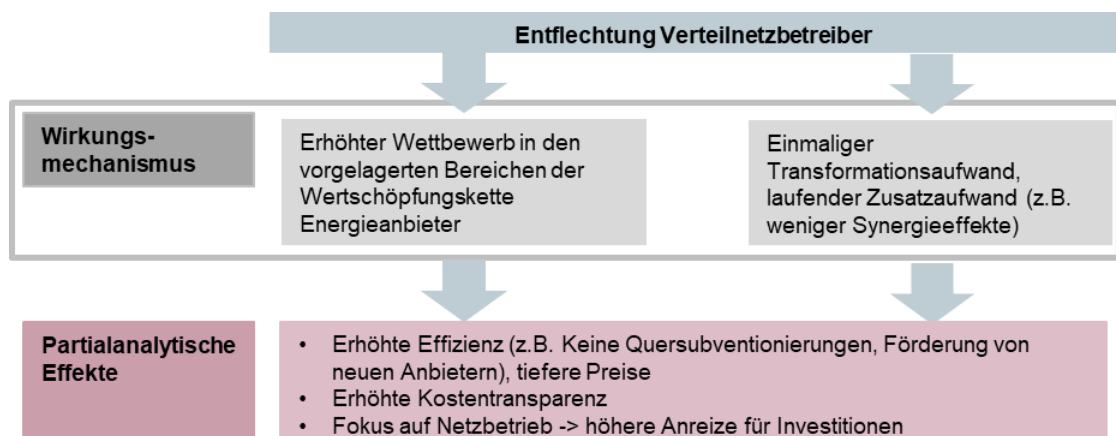
Die Trennung von Netzbetrieb und Stromerzeugung/-vertrieb durch eine Entflechtung hat das Ziel, den Wettbewerb zu fördern, Investitionen zu stärken sowie Wettbewerb und Effizienz zu steigern. Gleichzeitig gibt es mögliche negative Effekte, insbesondere im Hinblick auf organisatorische Umstrukturierungen sowie höhere laufende Kosten (u.a. weniger Synergien und Skaleneffekte). Die wichtigsten Effekte dabei sind die Folgenden (vgl. Abbildung 4-14):

- **Erhöhung von Wettbewerb und Effizienz:** Erhöhter Wettbewerb bei Energieversorgungsunternehmen kann zu erhöhter Effizienz und damit langfristig zu tieferen Preisen oder einer Zunahme von Innovationen führen.
- **Einmaliger Transformationsaufwand:** Die Entflechtung von Verteilnetzbetreiber würde einmalig zu einer Umstellung und damit auch zu einmaligen Kosten für die Umstellung führen.
- **Laufender (organisatorischer) Zusatzaufwand:** Die Entflechtung von Verteilnetzbetreiber kann dazu führen, dass Synergieeffekte wegfallen.

⁴⁶ EVUs mit weniger als 100'000 Kunden können von dieser Regelung ausgenommen werden. Für sie gilt bereits heute die buchhalterische Trennung, und wirtschaftlich sensible Informationen aus dem Verteilnetz dürfen nicht für andere Tätigkeiten verwendet werden. Diese Regelung bleibt wohl unverändert. Zur Frage der buchhalterischen Entflechtung für EVU unter 100'000 Kunden ist zu präzisieren, dass die EU dazu keine Vorgaben macht und diese Bestimmung daher voraussichtlich so beibehalten wird.

Die Entflechtung von Verteilnetzbetreibern führt voraussichtlich nur zu geringen volkswirtschaftlichen Auswirkungen, bei wenigen der rund 600 Verteilnetzbetreibern in der Schweiz. Die positiven Auswirkungen werden im Wesentlichen durch die Wettbewerbs- und Effizienzerhöhung bestimmt. Und die negativen Auswirkungen würden durch den einmaligen Transformationsaufwand und den laufenden Zusatzaufwand (u.a. durch das Wegfallen von Skaleneffekten) bestimmt.

Abbildung 4-14: Wirkungsmodell Entflechtung Verteilnetzbetreiber



Fazit: Die Entflechtung von Verteilnetzbetreiber führt zu geringen volkswirtschaftlichen Auswirkungen, da nur wenige der 600 EVUs davon betroffen sind.

4.6 Gegenseitige Anerkennung Herkunftsnachweise

Zusammenfassung: Seit Mitte 2021 darf die Schweiz aufgrund eines fehlenden Abkommens mit der EU keine Herkunftsnachweise (HKN) mehr ins europäische Ausland exportieren. Davon betroffen waren insbesondere die HKN aus alpiner Wasserkraft, welche in der EU vor 2021 zu vergleichsweise höheren Preisen abgesetzt werden konnten. Die Schweiz kann aber nach wie vor EU-HKN importieren.

Mit einer gegenseitigen Anerkennung von HKN aufgrund eines Stromabkommens könnte die Schweiz ihre HKN wieder in die EU exportieren und insbesondere die HKN aus alpiner Wasserkraft zu höheren Preisen absetzen. Allerdings geht das Stromabkommen auch mit dem Wegfall des Pflichtanteils an einheimischem Strom in der Grundversorgung einher. Dies könnte die Preise von Schweizer HKN drücken. Aus diesem Grund ist Richtung und das Ausmass des Effekts eines Stromabkommens auf die Einnahmen der HKN nicht abschätzbar.

Beschreibung

Ausgangslage vor 2021: HKN konnten vor 2021 unabhängig vom physikalischen Strom zwischen der EU und der Schweiz gehandelt werden. Dabei handelte die Schweiz seit 2002 mit Stromzertifikaten und war am Aufbau der Rahmenbedingungen und des europäischen

Handelssystems massgeblich beteiligt.⁴⁷ Der HKN-Handel mit der EU spielte **vor 2021** für die Schweiz folgende Rolle:

- **Importe:** Seit 2006 sind die Schweizer Stromlieferanten verpflichtet, ihre Endkunden über die Herkunft des gelieferten Stroms zu informieren. Vom HKN-Import machten daher insbesondere Schweizer EVUs (z.T. ohne eigene Stromproduktion) Gebrauch, indem sie günstige Zertifikate vom europäischen Markt für ihre erneuerbaren Stromprodukte in die Schweiz importierten bzw. immer noch importieren.
- **Exporte:** Vor 2021 war der Export insbesondere für Anbieter von HKN mit **alpinen** Wasserkraft relevant, da diese im europäischen Markt beliebt waren und der Preis für schweizerische Wasserkraft wesentlich **höher** war als jener für skandinavische HKN mit Wasserkraft oder HKN mit anderen erneuerbaren Energien.

Einseitige Anerkennung von HKN seit Mitte 2021: Seit Mitte 2021 darf die Schweiz aufgrund eines fehlenden Abkommens mit der EU keine HKN mehr ins europäische Ausland exportieren, bzw. die schweizerischen Strom HKN werden in der EU nicht mehr für die Stromkennzeichnung anerkannt. Dasselbe trifft auf HKN für gasförmige und flüssige Energieträger zu. Die nachfolgende Analyse umfasst allerdings nur die Strom HKN. Die EU hat im Rahmen ihres Clean Energy Packages in Artikel 19 Absatz 11 der Renewable Energy Directive (RED) festgelegt, dass die EU-Staaten Herkunftsnachweise für Strom aus Drittstaaten nur anerkennen dürfen, wenn diesbezüglich ein Abkommen der EU-Kommission mit dem Drittstaat besteht. Aufgrund des fehlenden Stromabkommens CH-EU werden HKN aus der Schweiz in der EU **nicht** mehr **anerkannt** und die **Schweiz** ist vom Markt **ausgeschlossen**. Schweizer Wasserkraft-Produzenten können ihre HKN somit nicht mehr in die EU exportieren. Der **Import** von HKN aus der EU in die Schweiz ist aber weiterhin **möglich** (d.h. die Schweiz anerkennt EU-HKN). Diese können auch für die hiesige Stromkennzeichnung verwendet werden.

Wirkungsanalyse

Effekte nach 2021 (mit dem Wegfall der Anerkennung von CH-HKN im europäischen Markt): Die *einseitige* Anerkennung von HKN ab 2021 führte zu einem höheren Angebot bzw. Überangebot von HKN im Schweizer Markt. Denn CH-HKN konnten nun nicht mehr im EU-Markt gehandelt werden und gleichzeitig war der Import von EU-HKN in die Schweiz immer noch erlaubt. Diese Situation führte zu einem Preisrückgang von CH-HKNs, insbesondere von Schweizer Wasserkraft-HKN, da diese nun nicht mehr mit einem Bonus im EU-Markt gehandelt werden konnten. Damit hatten Anbieter von Wasserkraft-HKN leicht tiefere Erlöse, da sich die Preise für Schweizer Wasserkraft an jene der EU anglichen. Schweizer EVUs konnten jedoch weiterhin günstige HKN vom EU-Markt importieren.

Wirkung eines Stromabkommens mit der EU: Mit dem Abschluss eines Stromabkommens mit der EU würde eine gegenseitige Anerkennung von HKN zwischen EU-CH gelten. Damit könnte die Schweiz CH-HKN wieder in den EU-Markt zu exportieren. Der Absatzmarkt für CH-HKN vergrössert sich um den EU-Markt.

⁴⁷ [Herkunftsnachweise \(HKN\) – Pronovo AG](#)

- **Exporte von CH-HKN in die EU:** Wie relevant diese Vergrösserung des Absatzmarktes für CH-HKN ist, ist u.a. abhängig vom Schweizer HKN-Markt. Dieser wiederum ist abhängig von schweizerischen Regulierungen, welche die Nachfrage nach inländischen, erneuerbaren HKN betreffen: So wird in der aktuellen Regulierung in der Grundversorgung ein Standardstromprodukt festgelegt, für welches die Stromlieferungen ab 2028 mit 2/3 inländische, erneuerbare HKN hinterlegt werden müssen. Diese aktuelle Regulierung führt zu einer hohen inländischen Nachfrage nach CH-HKN und entsprechend höheren Preisen. Mit dem Stromabkommen fällt der Pflichtanteil an einheimischem Strom in der Grundversorgung weg, was die Nachfrage und den Preis für Schweizer HKN reduziert.

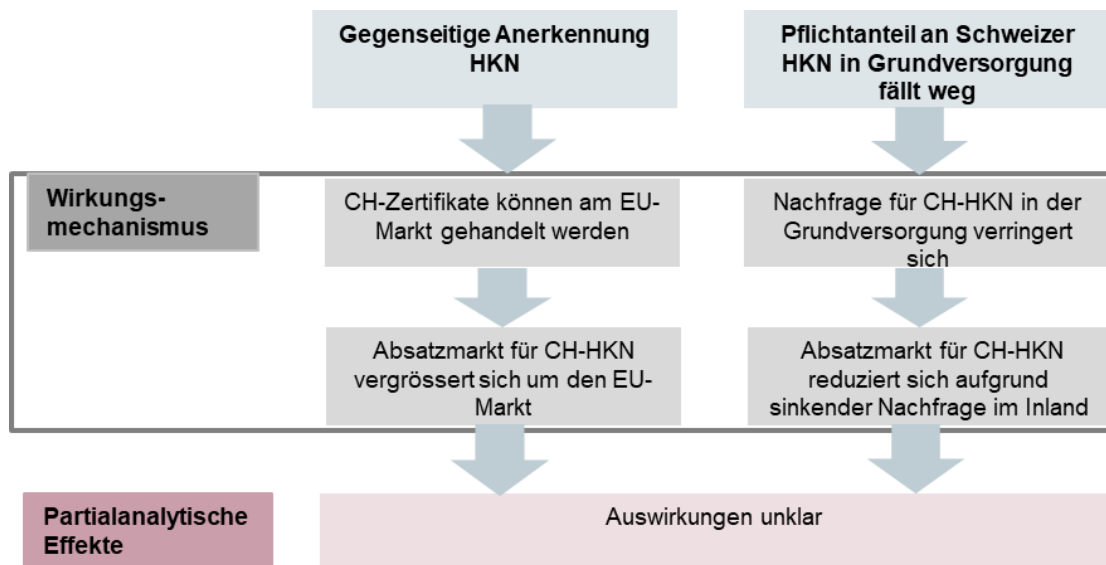
Weiter zu erwähnen ist, dass in der Schweiz die Stromkennzeichnung ab 2027 **quartals-scharf** vorgenommen werden soll, d.h. HKN mit im Sommer produziertem Strom können nicht mehr für die Deklaration der Stromlieferungen im Winter abgesetzt werden. Diese neue Regelung wird **unabhängig** von einem möglichen Stromabkommen umgesetzt (vgl. Verordnung des UVEK über den Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung»). Ohne Exportmöglichkeiten in die EU verlieren die Wasserkraft-HKN (Laufwasserkraftwerke) im Sommer ihren Wert aufgrund des inländischen Überangebots und weil diese dann in der Schweiz nicht mehr im Winter angerechnet werden können. Die EU hat derzeit keine Pläne ihre Stromproduktion quartalsscharf zu kennzeichnen. Somit könnte ein Stromabkommen mit der EU helfen, dass Schweizer HKN aus Laufwasserkraftwerken weiterhin (auch im Sommer) zu höheren Preisen verkauft werden können.

- **Importe von EU-HKN in die Schweiz:** Auch ohne Stromabkommen waren bzw. sind Importe von EU-HKN in die Schweiz möglich. Insofern dürfte ein Stromabkommen – abgesehen von den nachfrageseitigen Auswirkungen – mit der EU **keine** Effekte auf die Importe von EU-HKN ausüben.

Fazit: Über die Richtung bzw. das Ausmass der volkswirtschaftlichen Auswirkungen kann keine Aussage gemacht werden, da diese u.a. massgeblich abhängig von der inländischen und ausländischen Marktsituation der HKN ist (u.a. insbesondere Nachfrage und Angebot nach HKN aus alpiner Wasserkraft der EU und der Schweiz).

Abbildung 4-15 zeigt das Wirkungsmodell der gegenseitigen Anerkennung von HKN.

Abbildung 4-15: Wirkungsmodell Gegenseitige Anerkennung der Herkunftsnachweise



4.7 Erneuerbare Brenn- und Treibstoffe

Zusammenfassung: Der Einsatz von Wasserstoff kann zukünftig in der Schweiz zur Erreichung des Netto-Null-Ziels relevant werden (vgl. Energieperspektiven 2050+ sowie Wasserstoffstrategie für die Schweiz). Dabei soll der Bedarf an Wasserstoff in der Schweiz ab ca. 2035 vor allem durch Importe aus der EU und aus Drittländern gedeckt werden. Daher wird die Schweiz auf den Zugang zum EU-Binnenmarkt und die EU-Transportinfrastruktur für Wasserstoff angewiesen sein.

Erneuerbare Gase bzw. Wasserstoff sind im Paketansatz des Bundesrates bzw. im Stromabkommen kein hauptsächliches Thema. Es enthält aber eine Klausel, wonach die Schweiz und die EU eine weitere Vertiefung der Kooperation im Energiesektor, insbesondere für Wasserstoff und erneuerbare Gase, prüfen werden. Der EU-Wasserstoffbinnenmarkt ist allerdings erst in Entstehung begriffen, wird aber auf dem integrierten EU-Gasbinnenmarkt aufbauen und ist **nicht** mit einem Stromabkommen gekoppelt. Ein Abschluss eines Stromabkommens hat folglich **keine direkten** Auswirkungen auf:

- den Zugang der Schweiz zum Wasserstoffmarkt der EU
- den Zugang zur Wasserstoffinfrastruktur der EU (u.a. auch für Import von Wasserstoff aus Nicht-EU-Ländern relevant)

Grundsätzlich ist bei Abschluss eines Stromabkommens mit der EU eine Übernahme von Bestimmungen aus der Renewable Energy Directive (RED II), inkl. ökologische Anforderungen und Zertifizierungssysteme für den Nachweis, vorgesehen. Eine Übernahme der ökologischen Anforderungen und der Zertifizierungssysteme für den Nachweis im Rahmen von RED II würde dazu führen, dass die CH-Akteure sich ebenfalls gemäss RED II zertifizieren lassen müssen, damit die CH deren Anteile an das erneuerbare Energie-Ziel anrechnen kann. Innerhalb der CH besteht jedoch keine generelle Pflicht zur Zertifizierung. Für den Export in die EU ist aber eine Zertifizierung nötig.

Einsatz von Wasserstoff in der Schweiz: In der nationalen Wasserstoffstrategie vom Dezember 2024⁴⁸ geht der Bundesrat davon aus, dass Wasserstoff in der Schweiz zur Erreichung des Netto-Null-Ziels vor allem ab 2035 eine Rolle spielen wird. Dies ist in Übereinstimmung mit den Energieperspektiven 2050+. Dabei soll nachhaltiger Wasserstoff anstelle fossiler Energieträger hauptsächlich in schwer zu dekarbonisierenden Sektoren wie beispielsweise der Industrie (u.a. in Hochtemperaturprozessen), im Langstrecken-, Schwer-, Flug- und Schiffsverkehr oder allenfalls in Reservekraftwerken zur Anwendung kommen. Weiter könnte Wasserstoff dazu verwendet werden, den im Sommer produzierten erneuerbaren Strom (u.a. aus PV-Anlagen) in den Winter zu verlagern. Bei geringen Mengen (während den Sommermonaten) ist die entsprechende Wasserstoffproduktion jedoch nicht rentabel. Zudem hat die **Rückverstromung** von **Wasserstoff** einen sehr tiefen Wirkungsgrad und ist entsprechend ineffizient und teuer, weshalb die Rückverstromung von Wasserstoff wohl nur als Reserve bei drohenden Mangellagen sinnvoll sein wird (Polynomics, E-Bridge & EPFL, 2023).

Wasserstoffimporte: Grundsätzlich ist aufgrund der begrenzten Ausbaupotenziale von erneuerbarer Stromproduktion in der Schweiz klar, dass die Schweizer Nachfrage nach Wasserstoff zukünftig hauptsächlich über Importe gedeckt wird. Für den Wasserstoffimport in die Schweiz, der gemäss Energieperspektiven 2050+ sowie der Wasserstoffstrategie für die Schweiz voraussichtlich erst ab 2035 in grösseren Mengen stattfinden wird, ist der Zugang zum EU-Binnenmarkt zentral. Die Schweiz kann Wasserstoff zudem auch von Drittländern ausserhalb der EU importieren; allerdings wird sie für deren Import auf die **Transportinfrastruktur** der EU angewiesen sein.

Wasserstoffexporte: Die Produktion von Wasserstoff ist in der Schweiz aufgrund des teuren Verfahrens sowie den begrenzten Ausbaupotenzialen für die Produktion von erneuerbarem Strom voraussichtlich i.d.R. nicht rentabel. Wenn die Schweiz in die EU exportieren möchte, müsste der erneuerbare Wasserstoff mit – von der EU anerkannten – Nachhaltigkeitszertifikaten hinterlegt sein (siehe nachfolgenden Exkurs).

Fazit: Für die Schweiz ist der Handel mit erneuerbarem Wasserstoff mit der EU hauptsächlich in Bezug auf **Importe** relevant. Die Möglichkeit Wasserstoff von der EU zu importieren bzw. deren Transportinfrastruktur für den Import von Wasserstoff aus Drittländern zu benutzen ist **nicht** abhängig von einem Stromabkommen mit der EU. Für Wasserstoffexporte in die EU müssten die Schweizer Produktionsanlagen zertifiziert (und von der EU anerkannt) werden – eine Zertifizierung des Wasserstoffs in der Schweiz ist auch ohne Stromabkommen möglich.

Exkurs: Herkunftsnachweise (Guarantee of Origin) vs. Nachhaltigkeitsnachweise (Proof of Sustainability)

Herkunftsnachweise: **Herkunftsnachweise** (HKN) sind Energiezertifikate für erneuerbaren Strom und gemäss RED II nun auch für erneuerbares Gas (vgl. Art. 19 Abs. 7 lit. b RED II) und dienen der **Transparenz bei den Verbrauchern**. HKN werden über das **Book & Claim System** verwaltet und von der

⁴⁸ Bericht des Bundesrates (2023): Wasserstoff. Auslegeordnung und Handlungsoptionen für die Schweiz: <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/84123.pdf>

beauftragten Ausgabestelle des jeweiligen Mitgliedstaates ausgestellt. Nach der Ausgabe können HKN **gehandelt** werden. HKN dienen **nicht** zum Nachweis der **Einhaltung der nationalen Ziele für erneuerbare Energien** durch den Mitgliedstaat.

Nachhaltigkeitsnachweis: Zum **Nachweis der Einhaltung der nationalen Ziele für erneuerbare Energien** ist ein **Nachhaltigkeitsnachweis** (Zertifikat) erforderlich. Er dient dem Nachweis, dass das Prinzip der **Massenbilanzierung** sowie die Nachhaltigkeitskriterien, die in Artikel 30(1) RED II definiert sind, einschliesslich der Schwelle für die Einsparung von Treibhausgasemissionen, erfüllt wurden. Die Massenbilanzierung erfordert die physische Rückverfolgbarkeit des erzeugten Energieträgers entlang der gesamten Lieferkette. Dies geschieht, indem eine physische Verbindung zwischen der Erzeugung und dem Verbrauch des Energieträgers und seiner Lieferung durch das Nachhaltigkeitszertifikat hergestellt wird. Darüber hinaus erlauben einige Länder die Verwendung von Zertifikaten zum Nachweis der Einhaltung des **EU-Emissionshandels**.

Quelle: Polynomics, E-Bridge und EPFL (2023).

4.8 Einbindung in die transeuropäische Energieinfrastruktur

Zusammenfassung: Die überarbeitete TEN-E-Verordnung (EU) 2022/869 bildet einen wichtigen Rahmen für die Entwicklung der europäischen Energieinfrastruktur. Die TEN-E Verordnung wird im Stromabkommen nicht übernommen. Aber mit dem Stromabkommen wird die Aufnahme von Schweizer Projekten und damit der Infrastrukturausbau in der Tendenz erleichtert. Mit grösseren volkswirtschaftlichen Auswirkungen ist aber nicht zu rechnen.

Die überarbeitete **TEN-E-Verordnung (EU) 2022/869** bildet einen wichtigen Rahmen für die Entwicklung der europäischen Energieinfrastruktur. Die Verordnung dient insbesondere als Rahmen für den Ausbau einer nachhaltigen, sicheren und integrierten Energieinfrastruktur in der Europäischen Union. Die Verordnung zielt insbesondere auf die Erreichung der Klimaneutralität bis spätestens 2050 sowie auf die Schaffung eines gut vernetzten und widerstandsfähigen Energiemarktes (u.a. Verbundnetze, Energiesicherheit, Markt- und Systemintegration, Wettbewerb zum Nutzen aller Mitgliedstaaten und erschwingliche Energiepreise) ab. Die TEN-E Verordnung wird im Stromabkommen nicht übernommen.

Ein zentraler Regelungsbereich der TEN-E-Verordnung ist das Auswahlverfahren von Infrastrukturprojekten. Das Verfahren stellt sicher, dass die ausgewählten Vorhaben den grössten Nutzen für die EU und ihre Nachbarländer haben. Die identifizierten bzw. ausgewählten Projekte erhalten einen Beitrag über die **Fazilität „Connecting Europe“ für Energie (CEF-E)**. Die Beiträge in die Fazilität „Connecting Europe“ (CEF) im Bereich Energie werden hauptsächlich durch den **Haushalt der Europäischen Union (EU)** finanziert.⁴⁹

Bei den Infrastrukturvorhaben, welche durch die TEN-E-Verordnung betroffen sind, wird zwischen folgenden Kategorien unterschieden:

⁴⁹ Vgl. <https://www.euro-access.eu/de/programs/59/Fazilitaet-Connecting-Europe-fuer-Energie>

- **Projekte von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest, PCI):** Diese Vorhaben sollen die Energieinfrastruktur modernisieren und ausbauen und zielen darauf ab:

- Engpässe in der Energieübertragung zu beseitigen,
- den **Binnenmarkt** der EU zu stärken und
- den Übergang zu **erneuerbaren Energien** zu unterstützen.

PCI-Projekte zeichnen sich zudem dadurch aus, dass sie einen signifikanten **wirtschaftlichen, sozialen und ökologischen Nutzen** für mindestens zwei EU-Mitgliedstaaten haben.

Für eine Projekteinreichung sind nur **EU-Staaten** oder **Staaten**, welche über ein entsprechendes **institutionelles** Rahmenabkommen mit der EU verfügen, zugelassen. Ist letzteres der Fall, hätte der entsprechende Staat aber auch einen finanziellen Beitrag in die **Fazilität «Connecting Europe» für Energie (CEF-E)** zu leisten.

- **Projekte von gegenseitigem Interesse (Projects of Mutual Interest, PMI):** PMI zielen darauf ab, die Zusammenarbeit zwischen der **EU** und **Drittländern** zu intensivieren und Energienetze der EU mit Drittländern zu verbinden, um:

- die Versorgungssicherheit zu erhöhen,
- neue Energiequellen zu erschliessen und zu diversifizieren und
- die Integration von erneuerbaren Energien in Drittländern zu fördern und den grenzüberschreitenden Energiefluss zu verbessern.

Für Projekteinreichungen zu PMI sind auch Drittstaaten zugelassen, **unabhängig** davon, ob sie mit der EU ein Stromabkommen abgeschlossen haben oder nicht, sofern der politische Rahmen des beteiligten Drittlands in hohem Masse konvergent ist.

Mit dem Stromabkommen wird «vermutet», dass die Bedingungen für ein PMI gegeben sind. Das Stromabkommen vereinfacht damit die Aufnahme von PMI-Projekten in der Schweiz und erleichtert somit letztlich den Infrastrukturausbau.

- **Vorrangige Vorhaben im Bereich der transeuropäischen Elektrizitäts- und Gasnetze:** Diese Vorhaben konzentrieren sich auf den Ausbau und die Modernisierung von **Strom- und Gasinfrastrukturen** innerhalb der EU, um eine bessere Integration erneuerbarer Energien zu ermöglichen und die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen zu verringern.

Diese Art von Projekten ist nur für **EU-Staaten** relevant.

Fazit: Die Möglichkeit zur Einreichung von strategischen Infrastrukturprojekten durch die Schweiz, welche im Rahmen der TEN-E-Verordnung (EU) 2022/869 geregelt sind und durch die Fazilität «Connecting Europe» für Energie (CEF-E) finanziert werden, ist durch das Stromabkommen mit der EU nicht grundsätzlich tangiert. Für Projekteinreichungen zu PMI sind auch Drittstaaten zugelassen, **unabhängig** davon, ob sie mit der EU ein Stromabkommen abgeschlossen haben oder nicht. Mit dem Stromabkommen wird die Aufnahme von Schweizer PMI-Projekten erleichtert. Mit grösseren volkswirtschaftlichen Auswirkungen ist aber nicht zu rechnen.

4.9 Umfeld der Schweizer Investoren in der EU

Zusammenfassung: Das Stromabkommen stärkt in der Tendenz das Investitionsumfeld für Investitionen von CH-Investoren in Strominfrastrukturen in der EU, was aber keine relevanten volkswirtschaftlichen Auswirkungen hat.

Die Jahresproduktion der erneuerbaren ausländischen Kraftwerke in Schweizer Hand betrug 2019 fast 11.5 TWh Strom, über siebzig Prozent mehr als noch zwei Jahre davor (Energie Zukunft Schweiz, 2019).

Die Rahmenbedingungen für Investitionen von Schweizer Investoren in erneuerbare Energien in EU-Ländern wird durch den Abschluss bzw. Nicht-Abschluss eines Stromabkommens mit der EU nicht direkt beeinflusst. Der gleichberechtigte Zugang der Schweizer Stromwirtschaft zum europäischen Strommarkt, wie der vollständige Marktzugang zu allen Handelsplattformen, stärkt indirekt in der Tendenz die Position von Schweizer Investoren in der EU. Allerdings verfügen viele Schweizer Investoren (u.a. Energiekonzerne) über einen ausländischen Sitz in den entsprechenden Ländern. Die volkswirtschaftlichen Auswirkungen in Bezug auf das Umfeld der Schweizer Investoren in der EU wird somit keine massgeblichen volkswirtschaftlichen Auswirkungen haben.

Fazit: Keine relevanten volkswirtschaftlichen Auswirkungen

5 Volkswirtschaftliche Auswirkungen des Stromabkommens

5.1 Auswirkungen abgesicherter Grenzkapazitäten – Handelsgewinne/Kraftwerkszubau

Nutzen des Stromabkommens quantitativ nur sehr grob abschätzbar

Die volkswirtschaftlichen Effekte eines Stromabkommens können nur sehr grob eingeschätzt werden. Einerseits ist nicht klar, mit welchen Grenzkapazitäten die Schweiz ohne Stromabkommen rechnen kann, und andererseits ist es im Moment nicht möglich, mit den vorhandenen Simulationsmodellen die Effekte eines allfälligen Stromabkommens in ihrer ganzen Tragweite zu erfassen. Nachfolgend müssen wir uns mit einer modellgestützten groben Schätzung auf die Erfassung ausgewählter Effekte eines Stromabkommens begnügen: Die nachfolgend mittels Gleichgewichtsmodell quantifizierten volkswirtschaftlichen Auswirkungen des Stromabkommens beschränkt sich auf die Quantifizierung des potenziellen Nutzens der völkerrechtlichen Absicherung der Grenzkapazitäten. Dazu wurden im Kapitel 4.1 zwei Szenarien – «Marktkopplung» und «Keine Kooperation» (vgl. Abbildung 4-6) – definiert, die sich hinsichtlich ihrer zur Verfügung stehenden Grenzkapazitäten unterscheiden (tiefe Grenzkapazitäten im Szenario «Keine Kooperation», hohe im Szenario «Marktkopplung»). Die Differenz der Handelsgewinne und der Kraftwerks-Zubaukosten sind potenzielle, partialanalytische Nutzen der völkerrechtlichen Absicherung der Grenzkapazitäten.

Mit Hilfe des im Rahmen der Energieperspektiven 2050+ entwickelten Mehrländer-Gleichgewichtsmodells und den partialanalytischen Einschätzungen zu den potenziellen Handelsgewinnen und vermiedenen Kosten für Kraftwerkszubaute (vgl. Kapitel 4.1) werden nachfolgend die potenziellen volkswirtschaftlichen Auswirkungen der mit dem Stromabkommen völkerrechtlich abgesicherten Grenzkapazitäten bestimmt.

Vorgehen zur Abschätzung der volkswirtschaftlichen Auswirkungen

Der Einfluss höherer oder tieferer Grenzkapazitäten hat im Falle der Schweiz unterschiedliche Wirkungskanäle:

- *Mengenmässige Handelsrestriktion (eingeschränkte Grenzkapazitäten):* Sind die vorhandenen Grenzkapazitäten kleiner als die Nachfrage des Stromhandels nach solchen Grenzkapazitäten, wird der Stromhandel zurückgebunden bzw. restringiert. Wird der Import restringiert, kann weniger günstiger Strom aus dem Ausland bezogen werden, was steigende Strompreise auf dem heimischen Markt zur Folge hat. Wird der Export restringiert, kann weniger Strom exportiert werden, was im Inland zu tieferen Strompreisen führt, da der nicht exportierte Strom günstiger im Inland angeboten werden muss. Eine Beschränkung der Grenzkapazitäten der Importe oder der Exporte zeigt eine unterschiedliche Wirkung auf den Strompreis, aber sowohl Import- als auch Exportrestriktionen führen zu volkswirtschaftlichen Verlusten (vgl. Abbildung C-5 im Anhang C).
- *Handelsineffizienzen (sog. Eisbergkosten):* Bei eingeschränkten Grenzkapazitäten kann die Angebotsflexibilität der Schweizer (Pump-)Speicherwerke und die daraus

resultierenden Gewinnmöglichkeiten im Stromaussenhandel durch das Ausnutzen von Preisdifferenzen zwischen dem In- und Ausland nicht voll ausgenutzt werden: Aufgrund der beschränkten Grenzkapazitäten kann also nicht im gewünschten Ausmass bei hohen Preisen ins Ausland exportiert und bei tiefen Preisen importiert werden. Das Ausmass dieser Handelsineffizienz wurde im Kapitel 4.1 bestimmt und entspricht dem entgangenen potenziellen Handelsgewinn.

- *Kraftwerkszubauten:* Bei stark eingeschränkten Grenzkapazitäten nehmen wir vereinfachend an, dass die heimische Winterstromproduktion über die gesetzlichen Ziele für Erneuerbare und Wasserkraft hinaus auszubauen ist, damit der Richtwert von 5-TWh-Nettowinterimport nicht überschritten wird. Dies ist mit zusätzlichen Kosten verbunden (vgl. Kapitel 4.1).

Die Partialanalyse in Kapitel 4.1 zeigt wie sich die Stromexporte und -importe, die Handelsgewinne und das Ausmass der notwendigen Kraftwerkszubauten bei unterschiedlichen Grenzkapazitäten verändern (Differenz zwischen den Szenarien «Marktkopplung» und «Keine Kooperation»). Diese Information aus der Partialanalyse übernehmen wir und geben diese dem Gleichgewichtsmodell vor (vgl. Anhang C für weitere Ausführungen).

Resultate der Modellberechnungen

Bereits im Kapitel 4.1 wurde darauf hingewiesen, dass unklar ist, mit welchen Grenzkapazitäten die Schweiz ohne Stromabkommen rechnen kann. Daher wird nachfolgend diese grosse Unsicherheit auch grafisch unterlegt, in dem die Auswirkungen eines Stromabkommens mit einem Farbverlauf dargestellt werden.

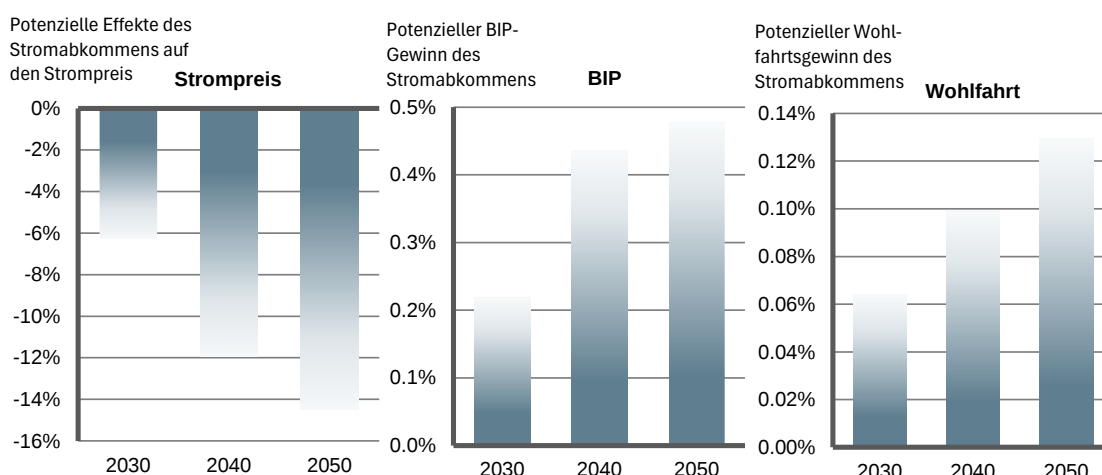
Die volkswirtschaftlichen Auswirkungen eines Stromabkommens können – im Vergleich zu stark eingeschränkten Grenzkapazitäten ohne Stromabkommen und keiner technischen Kooperation – wie folgt zusammengefasst werden:

- Das Stromabkommen führt in der Tendenz zu tieferen Strompreisen⁵⁰ im Inland (vgl. Abbildung 5-1), sofern mit einem Stromabkommen vor allem die Import-Grenzkapazitäten höher liegen als ohne Stromabkommen. Mit dem Stromabkommen liegen die Strompreise im Vergleich zu einem Szenario ohne Abkommen um bis zu 14 % tiefer.
- Mit den tieferen Strompreisen zeigt sich ein höheres BIP – also eine höhere Wirtschaftsaktivität (vgl. Abbildung 5-1). Tiefere Strompreise stärken die Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Wirtschaft – insbesondere für die stromintensiven Sektoren (vgl. Abbildung C-3) – und verbessern die Kaufkraft der Haushalte, was letztendlich für ein höheres BIP verantwortlich ist. Der potenzielle BIP-Gewinn durch das Stromabkommen könnte – bei einem Vergleich mit eingeschränkten Grenzkapazitäten (Szenario «keine Kooperation») – knapp 0.5 % betragen.
- Potenziell höhere Grenzkapazitäten mit einem Stromabkommen haben positive Auswirkungen auf die Wohlfahrt (vgl. Abbildung 5-1). Die Wohlfahrt entspricht den Konsum- und Freizeitmöglichkeiten der Haushalte (vgl. nachfolgenden Exkurs). Die potenziell höheren

⁵⁰ Durchschnittlicher Endkundenpreis (Energie und Netznutzung) über alle Stromverbrauchende (Haushalte und Unternehmen).

Grenzkapazitäten mit einem Stromabkommen würde vor allem die Wohlfahrt für die ärmeren Haushalte verbessern (vgl. Abbildung C-4), da sie anteilmässig mehr für Strom ausgeben und das Arbeitseinkommen einen höheren Anteil am Gesamteinkommen ausmacht als bei reicheren Haushalten – sie also stärker von den tieferen Strompreisen und höheren Löhnen profitieren.

Abbildung 5-1: Potenzielle Auswirkungen des Stromabkommens (völkerrechtliche Absicherung der Grenzkapazitäten) auf den Strompreis, auf das Bruttoinlandsprodukt (BIP) und die Wohlfahrt



Lesehilfe: Mit welchen Grenzkapazitäten die Schweiz ohne Stromabkommen mit oder ohne technische Kooperation rechnen kann, ist unsicher. Daher ist auch unsicher, wie hoch der Nutzen einer mittels Stromabkommen völkerrechtlich abgesicherten Grenzkapazität ist. Der Farbverlauf in der Abbildung illustriert diese Unsicherheit.

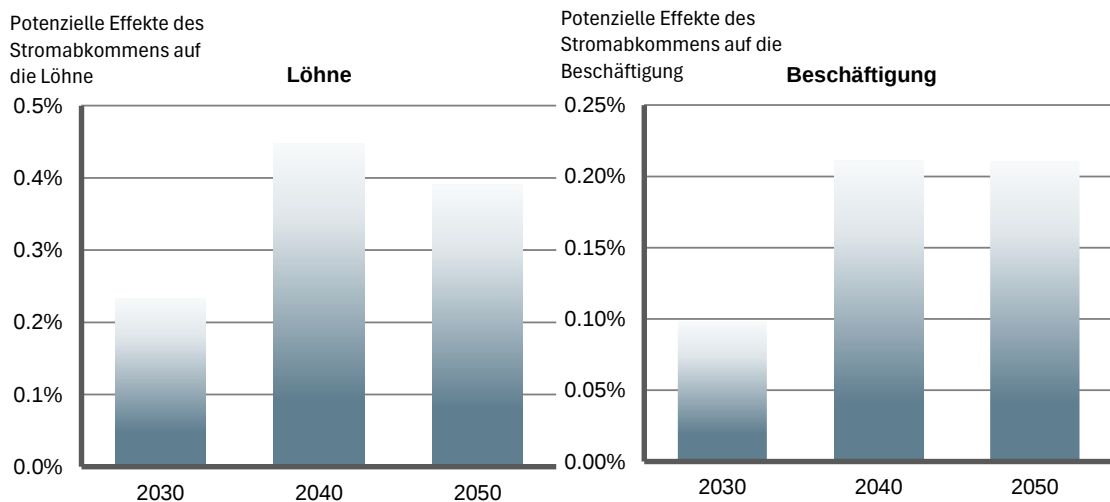
Exkurs: Wie wird die Wohlfahrt gemessen?

Wie gut es der Bevölkerung geht, wird ökonomisch häufig mit dem Pro-Kopf-BIP gemessen. Dieser Indikator stösst aber an Grenzen, wenn es gilt, die Wohlfahrt zu erfassen. So kann aus dem Pro-Kopf-BIP nicht direkt auf die Konsummöglichkeiten der Bevölkerung geschlossen werden, da die heimische Wertschöpfung nicht nur der heimischen Bevölkerung zugutekommt und die heimische Bevölkerung auch an der ausländischen Wertschöpfung partizipieren kann. Auch kann das Pro-Kopf-BIP bei einem erhöhten Arbeitseinsatz zwar steigen, aber wer mehr arbeitet, kann weniger Freizeit konsumieren. Im hier verwendeten ökonomischen Wohlfahrtsbegriff fliessen die Konsummöglichkeiten und die Freizeit der heimischen Bevölkerung ein.⁵¹ Er ist also umfassender als das Pro-Kopf-BIP. Aber auch der hier verwendete ökonomische Wohlfahrtsbegriff hat seine Grenzen, indem er beispielsweise nichts aussagt über den Gesundheitszustand, die Umweltqualität oder die Zufriedenheit der Bevölkerung.

⁵¹ Bei der Messung der Wohlfahrts- bzw. Effizienzeffekte benutzen wird die so genannte Hicks' äquivalente Variation (HEV). Die HEV gibt an, wie viel Einkommen den Haushalten gegeben werden müsste, damit sie im Szenario «Keine Kooperation» gleich gut wie im Szenario «Marktkopplung» gestellt werden.

- Die tieferen Strompreise und erhöhte Wirtschaftsaktivität mit einem Stromabkommen führen zu höheren Löhnen (potenziell bis rund +0.4 %) und einer leichten Zunahme der Beschäftigung (potenziell bis rund +0.2 %) (vgl. Abbildung 5-2).

Abbildung 5-2: Potenzielle Auswirkungen des Stromabkommens (völkerrechtliche Absicherung der Grenzkapazitäten) auf Löhne und Beschäftigung



Lesehilfe: Siehe Lesehilfe in der obenstehenden Abbildung.

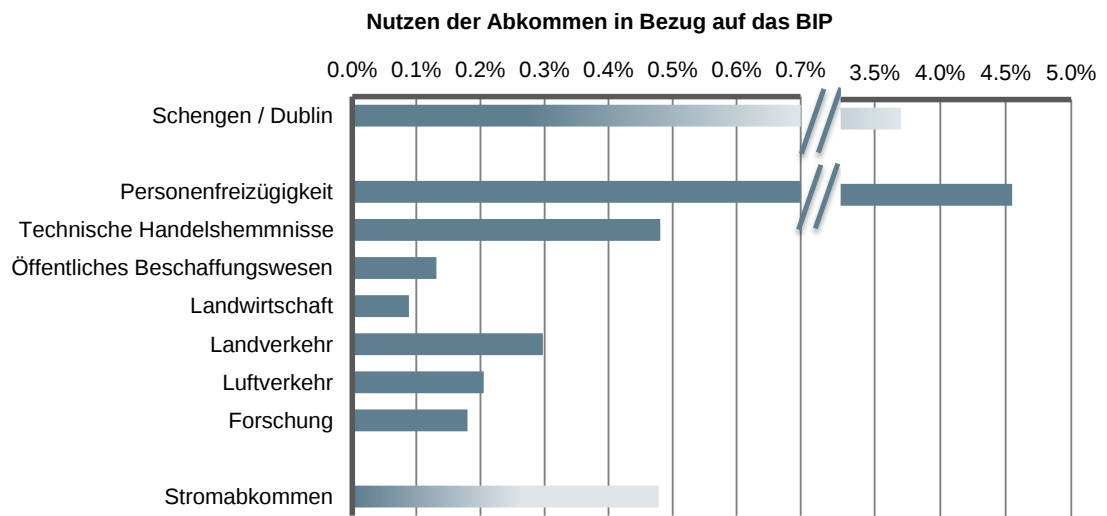
Die nachfolgende Abbildung 5-3 vergleicht die Auswirkungen des Stromabkommens mit anderen Abkommen, welche die Schweiz mit der EU abgeschlossen hat. Als Indikator für diesen Vergleich dienen die Auswirkungen der Abkommen auf das BIP. Die Bandbreite der BIP-Auswirkungen eines Stromabkommens bewegen sich in der Grössenordnung der Abkommen der Bilateralen I⁵² – mit Ausnahme des Abkommens zur Personenfreizügigkeit, welches deutlich grössere Auswirkungen auf das BIP hat.⁵³ Auch die Schengen/Dublin-Assoziierung weist potenziell grössere BIP-Effekte auf als das Stromabkommen, allerdings sind auch bei Schengen/Dublin – wie beim Stromabkommen – die Auswirkungen abhängig von der konkreten Ausgestaltung bei einem Wegfall der Schengen-Assoziierung.⁵⁴

⁵² Die Bilateralen I bestehen aus folgenden Abkommen: Personenfreizügigkeit, Technische Handelshemmnisse, Öffentliches Beschaffungswesen, Landwirtschaft, Landverkehr, Luftverkehr sowie – hier auch subsumiert – das Forschungsabkommen.

⁵³ Ecoplan (2025), Volkswirtschaftliche Auswirkungen eines Wegfalls der Bilateralen I.

⁵⁴ Ecoplan (2017), Volkswirtschaftliche Auswirkungen eines Wegfalls der Schengen-Assoziierung der Schweiz.

Abbildung 5-3: Vergleich des potenziellen Nutzens des Stromabkommens mit dem Nutzen anderer Abkommen



Anmerkung: Bei diesem illustrativen Vergleich wurden die berechneten BIP-Verluste von Schengen/Dublin und den Bilateralen I als positiver Nutzen dieser Abkommen/Assoziierungen dargestellt, um einen Vergleich mit dem potenziellen Nutzen des Stromabkommens zu ermöglichen.

Quelle: Ecoplan (2025), Ecoplan (2017).

5.2 Stromversorgungssicherheit

Zusammenfassung: Die Schweiz erreicht mit einem Stromabkommen ein höheres Niveau von Versorgungssicherheit bei gleichzeitig tieferen Kosten als ohne Stromabkommen mit der EU. Im Umkehrschluss zeigt sich, dass die Schweiz ohne Stromabkommen mit der EU:

- ... entweder ein tieferes Niveau an Versorgungssicherheit mit gleichzeitig höheren Kosten für die Sicherstellung dieser tieferen Versorgungssicherheit in Kauf nimmt
- ... oder für ein gleich hohes Niveau von Versorgungssicherheit wie in der Situation mit einem Stromabkommen mit der EU nochmals zusätzliche Kosten in Kauf nehmen muss. Aus einer volkswirtschaftlichen Sicht wäre aber eine solche Situation nicht optimal: Die zusätzlichen Kosten zur Erreichung des gleichen Niveaus von Versorgungssicherheit wie bei einem Stromabkommen wären zu hoch im Vergleich zum erzielten Nutzen.

Ein Stromabkommen mit der EU reduziert das Risiko des Auftretens eines grossflächigen Stromausfalls oder einer Strommangellage (um wieviel sich diese Risiken reduziert, kann im Rahmen dieser Studie keine Aussage gemacht werden). Das Gefahrendossier «Stromausfall» des BABS zeigt (durch ein hypothetisches Szenario), dass bei Eintreffen eines Stromausfalls mit Intensität «gross» die Auswirkungen insbesondere auf die Bereiche Wirtschaft und Gesellschaft erheblich sein können: Die Vermögensschäden (direkte Einbusse der Wirtschaft) belaufen sich zusammen mit den Bewältigungskosten (z.B. Notunterkünfte, Einsatzkräfte) auf rund 230 Mio. CHF. Die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit wird um ca. 1600 Mio. CHF reduziert. Weiter bleibt die Versorgung der Gesellschaft mit Alltagsgütern wie Lebensmitteln, Wasser und Treibstoff während mehreren Tagen stark eingeschränkt.

Bedeutung und Abwägung der Versorgungssicherheit in der Stromversorgung: Elektrizität nimmt in allen Bereichen der Gesellschaft und Wirtschaft eine zentrale Rolle ein. Daher ist ein hohes Mass an Versorgungssicherheit (vgl. nachfolgenden Exkurs) anzustreben, welches eine zuverlässige Stromversorgung gewährleistet. Dennoch ist es unmöglich, ein absolut fehlerfreies System bzw. eine 100 % Versorgungssicherheit zu erreichen, da die vollständige Sicherheit mit sehr hohen Kosten verbunden wäre. Aus diesem Grund müssen die Bemühungen zur Sicherstellung oder Verbesserung der Stromversorgungssicherheit sorgfältig gegen die möglichen Schäden durch Stromausfälle abgewogen werden, welche erhebliche und weitreichende Auswirkungen auf das gesamte sozioökonomische System haben (Schröder, Kuckshinrichs, 2015).

Exkurs: Definition Versorgungssicherheit

Die Versorgungssicherheit ist dann gewährleistet, wenn jederzeit die gewünschte Menge an Energie mit der erforderlichen Qualität und zu angemessenen Tarifen im gesamten Stromnetz erhältlich ist. Dazu braucht es Strom aus inländischen Kraftwerken oder aus Importen, ein Stromnetz, das genügend ausgebaut und sicher betrieben wird und Übertragungskapazitäten zwischen den Ländern, die den grenzüberschreitenden Austausch ermöglichen (Bundesamt für Energie, 2017).

Eine Gefährdung der sicheren Versorgung kann an verschiedenen Stellen der Wertschöpfungskette erfolgen, einerseits auf der Erzeugungs- und Verbrauchsebene, andererseits durch Versorgungseinschränkungen infolge von Störungen oder Engpässen auf der Transport- oder Verteilnetzebene (vgl. Frontier Economics & FORMAET Services GmbH, 2014).

Sozioökonomischer Indikator der Versorgungssicherheit – «Value of Lost Load» (VoLL):

Der Value of Lost Load (VoLL) bewertet den ökonomischen Nutzen einer ununterbrochenen Stromversorgung bzw. die Kosten einer unfreiwilligen Versorgungseinschränkung in monetären Einheiten. Der VoLL ist damit als der maximale Strompreis definiert (in Geldeinheiten/Energiemenge (z.B. kWh)), welcher Verbraucher bereit sind zu bezahlen, um Stromunterbrüche bzw. Versorgungseinschränkungen zu vermeiden (Kachirayil et al., 2024).

Die empirische Bestimmung eines VoLL ist jedoch komplex und hängt vom Einzelfall und einer Vielzahl von Faktoren ab. Die Höhe der VoLL kann sich nach folgenden Faktoren stark unterscheiden:

- ob es sich um angekündigte oder nicht angekündigte Versorgungsunterbrechungen handelt
- nach Länge der Versorgungsunterbrechung
- nach dem Zeitpunkt der Versorgungsunterbrechung (u.a. sind Unterbrechungen an Wochenenden, Feiertagen und in der Nacht anders zu bewerten als tagsüber an Werktagen)
- der angewendeten Schätzmethode, z.B. Befragungen der Verbraucher (u.a. Willingness-to-Pay), Revealed Preferences-Methoden, theoretische Herleitung von Nachfragekurven, produktionsbasierte Methoden (ACER, 2022)

Die in der Literatur ermittelten Werte (mit unterschiedlichen Methoden und in unterschiedlichen Ländern/Sektoren) sind im nachfolgenden Exkurs kurz beschrieben.

(Theoretisches) Kostenoptimum für die Versorgungssicherheit: Im Optimalfall sollte das Niveau der Versorgungssicherheit so definiert werden, dass die Schadensgrenzkosten, ausgedrückt durch die VoLL, gleich den Grenzkosten für die Sicherstellung einer unterbrechungsfreien Stromversorgung sind (Schröder et al. 2015) (siehe Abbildung 5-4, Optimum im Fall mit/ohne Stromabkommen).

Situation ohne Stromabkommen: Bei einer Ausgangslage ohne Stromabkommen befindet wir uns auf dem «optimalen Niveau ohne Stromabkommen», vgl. **Punkt 1** der Abbildung 5-4 (mit dem entsprechenden Niveau und Kosten der Stromversorgungssicherheit).

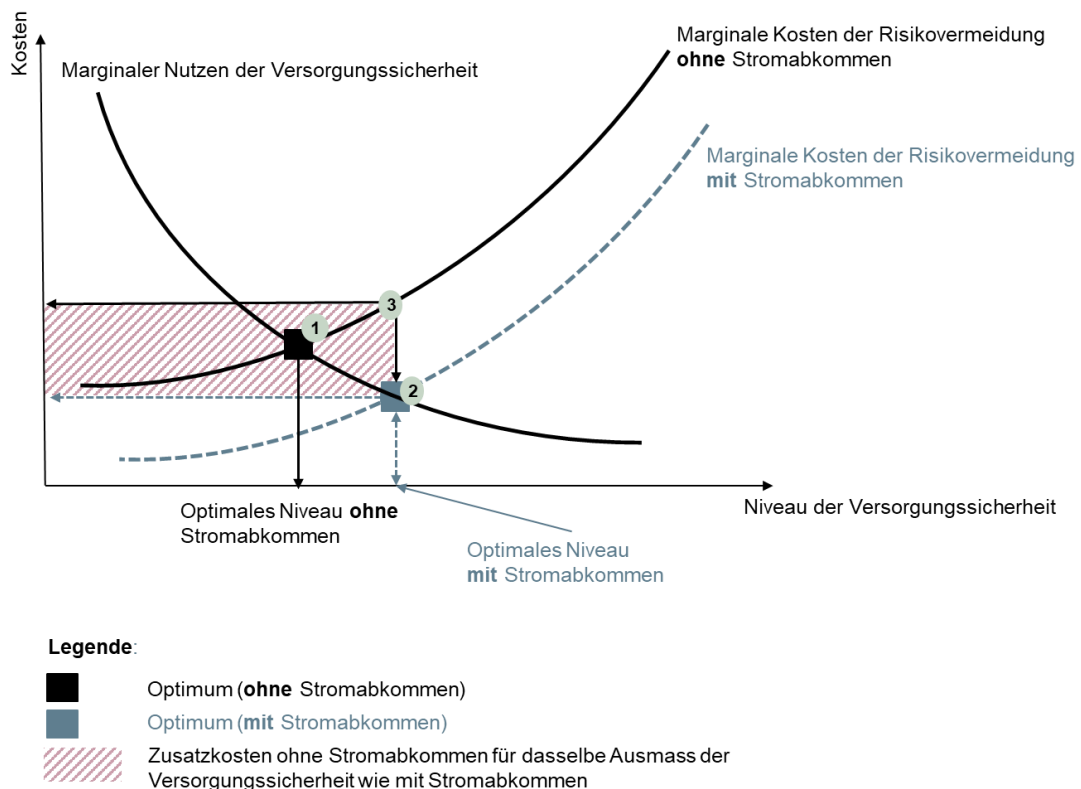
Situation mit Stromabkommen: Wenn die Schweiz mit der EU ein Stromabkommen abschliesst, würde sich die Kurve der marginalen Kosten der Versorgungssicherheit senkrecht nach unten verschieben, womit sich das Optimum (bzw. der Gleichgewichtspunkt) in Folge schräg nach unten verschiebt, vgl. **Punkt 2** («optimales Niveau mit Stromabkommen»).

Daraus ergeben sich folgende Implikationen:

- Die Schweiz erreicht (im Optimum) mit einem Stromabkommen ein höheres Niveau an Versorgungssicherheit bei gleichzeitig tieferen Kosten als ohne Stromabkommen mit der EU.
- Im Umkehrschluss zeigt die untere Abbildung, dass die Schweiz ohne Stromabkommen mit der EU
 - ... entweder ein Optimum mit einem tieferen Niveau an Versorgungssicherheit in Kauf nimmt (vgl. **Punkt 2** der Abbildung 5-4)

- ... oder für ein gleich hohes Niveau von Versorgungssicherheit wie in der Situation mit einem Stromabkommen mit der EU höheren Kosten in Kauf nehmen muss. Diese Zusatzkosten entsprechen in der unteren Abbildung der rot schraffierten Fläche. Weiterhin zeigt die untere Abbildung, dass in diesem Fall der marginale Nutzen der Versorgungssicherheit (u.a. approximiert durch die VoLL) nicht mehr den marginalen Kosten der Risikovermeidung entspricht (vgl. Punkt 3). Damit befinden wir uns nicht mehr in einem Optimum, was aus volkswirtschaftlicher Sicht nicht effizient ist.

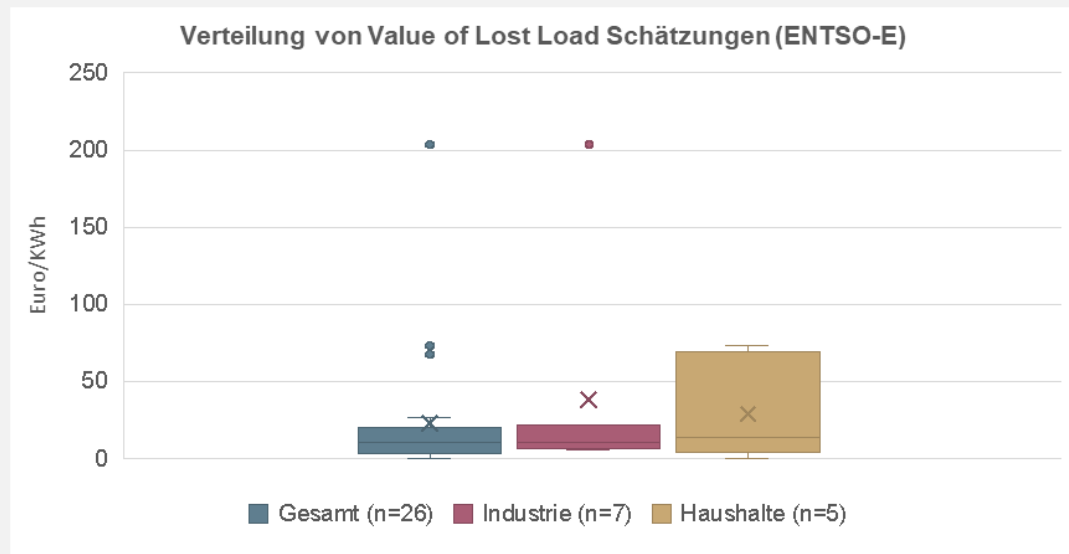
Abbildung 5-4: Theoretisch optimales Ausmass an Versorgungssicherheit



Exkurs: Empirische VoLL-Werte

Die empirischen VoLL-Werte weisen grosse Variationen auf, denn die Höhe der VoLL wird u.a. von der Geografie, dem Kontext, Verbrauchertyp und methodischen Ansatz beeinflusst.

Die folgende Abbildung veranschaulicht die Variation von berechneten VoLL-Werten von verschiedenen Europäischen Ländern, welche von ENTSO-E (vgl. ENTSO-E, 2022b) gesammelt wurden. Die Berechnungsmethodik unterscheidet sich bei den berücksichtigten Studien.

Abbildung 5-5: Grosse Unterschiede in den Schätzungen zu den Value of Lost Load (VoLL)

Quelle: Erstellt basierend auf der Literaturanalyse von ENTSO-E (2022).

Weitere Studien bzw. Literaturrecherchen zeigen eine ähnliche – oder sogar noch grössere – Variation von VoLL-Werten:

- Eine von ACER in Auftrag gegebene Studie zeigt eine gesamthafte Bandbreite von 0 EUR/kWh bis zu 130 EUR/kWh für europäische Länder auf (vgl. CEPA, 2018). Für die USA und Neuseeland ist die in dieser Studie ermittelte Bandbreite sogar noch höher und liegt zwischen 5 EUR/kWh bis zu 250 Euro/ kWh.
- Eine Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz ermittelte einen Unsicherheitsbereich für die VoLL von 0.5 EUR/kWh bis 15 Euro/ kWh und entschied sich für ihre weiteren Berechnungen für einen VoLL-Wert von 10 EUR/kWh (vgl. Fraunhofer ISI et al., 2019).
- Eine Studie der ETH (vgl. Kachirayil et al., 2025) zeigt für Deutschland, basierend auf einer Literaturrecherche, eine Bandbreite der VoLL von 7.19 EUR/kWh bis 18.31 EUR/kWh mit einem Median von 11.03 Euro/ kWh.

Auswirkungen eines Stromausfalls (beispielhaft)

Im Rahmen dieser Studie können keine Berechnungen zum Ausmass der Steigerung der Versorgungssicherheit bei einem Stromabkommen mit der EU vorgenommen werden. Zur Veranschaulichung möglicher Auswirkungen von Risiken der Versorgungssicherheit werden daher die illustrativen Szenarien des Bundesamts für Bevölkerungsschutz (BABS) zu Stromausfall und Strommangellage hinzugezogen, welche im Rahmen seiner Arbeiten zur nationalen Risikoanalyse verschiedene Gefährdungsdossiers erstellen. Diese Dossiers enthalten zu verschiedenen Gefährdungen (u.a. Stromausfall, Strommangellage) Abschätzungen zu möglichen Auswirkungen unter bestimmten Annahmen (Szenarios).⁵⁵ Die Gefahrendossiers (und insbesondere die Auswirkungen) zu einem Stromausfall und Strommangellage werden im

⁵⁵ <https://www.babs.admin.ch/de/gefahrdungsdossiers-und-szenarien>

Folgenden zusammengefasst, um *mögliche* Auswirkungen einer verminderten bzw. erhöhten Versorgungssicherheit aufgrund eines Stromabkommens mit der EU (rein illustrativ) aufzuzeigen.

Gefahrendossier Stromausfall

Bei einem Stromausfall fällt die elektrische Energieversorgung für eine gewisse Dauer weg. Ein grossflächiger Stromausfall, der viele Menschen betrifft, wird als «**Blackout**» bezeichnet. Ursachen können dabei ein Ungleichgewicht zwischen Stromverbrauch und -erzeugung durch mangelnde Produktion, Überlastung der Leitungen, Synchronitätsprobleme, oder Frequenz- und Spannungsabfälle sein. Diese Probleme entstehen durch Unfälle, meteorologische Ereignisse (z. B. Unwetter, Blitzschlag), technische Ausfälle (z. B. Leitungen, Kraftwerke) oder menschliches Versagen (z. B. fehlerhafte Prognosen, schlechte Sicherheitskonzepte, Cyberangriffe).

Im Folgenden wird das hypothetische Szenario zu einem Stromausfall des BABS mit seinen Auswirkungen mit Intensität «gross» zusammengefasst (vgl. BABS, 2020).

Hypothetisches Szenario eines Stromausfalls mit Intensität gross des BABS: Ein schweres Gewitter verursacht Frequenzschwankungen im mitteleuropäischen Stromnetz, was zu einem grossflächigen Stromausfall im schweizerischen Mittelland, Süddeutschland, Westösterreich und Teilen Frankreichs führt. Elektrische Geräte ohne Notstrom fallen sofort aus, und beschädigte Freileitungsmasten sowie beeinträchtigte Schaltanlagen verzögern die Wiederherstellung. Die Dauer des Stromausfalls sowie das Schadensbild in den Stromversorgungsanlagen sind zunächst nicht absehbar. **Der vollständige Netzwiederaufbau dauert ungefähr vier Tage, wobei dieser schrittweise erfolgt.** Erst nach drei Nächten kann die Stromversorgung überall provisorisch wiederhergestellt werden. Die Auswirkungen des Ausfalls sind teils noch über einen Monat spürbar, insbesondere im stark betroffenen schweizerischen Mittelland und mehreren Kantonen.

Auswirkungen: Die Auswirkungen dieses Szenarios werden in der nachfolgenden Abbildung übersichtsartig dargestellt. Das Ausmass der Auswirkung eines Stromausfalls ist jeweils abhängig von Gefahrenquelle, Zeitpunkt, Ort, Ausdehnung sowie dem Ablauf des Ereignisses.

Abbildung 5-6: Übersicht der Auswirkungen eines hypothetischen Szenarios eines Stromausfalls

Bereich	Zusammenfassung der Auswirkungen
Personen	Der Stromausfall führt zu Verkehrsunfällen mit Toten und Verletzten, verursacht durch ausgefallene Ampeln und verunsicherte Autofahrer. Unsachgemässer Umgang mit Kerzen löst Brände aus, teils mit Rauchvergiftungen. Menschen, die auf lebenserhaltende Maschinen angewiesen sind, sterben aufgrund des Stromausfalls. Ältere und pflegebedürftige Personen benötigen fremde Hilfe; Notunterkünfte werden eingerichtet. Ausfälle in der Wasserversorgung und verdorbene Lebensmittel erschweren den Alltag. Einsatzorganisationen bieten Nahrung und Wasser an, sind aber schwer erreichbar wegen eingeschränkter Kommunikationsnetze. Insgesamt gibt es 13 Todesfälle, zahlreiche Verletzte und Erkrankte. 400.000 Personen benötigen zeitweise Unterstützung.

Umwelt	Aufgrund von Fehlfunktionen und/oder nicht eingehaltener Vorschriften (z. B. bei Rückhaltebecken und Notstromaggregaten) entweichen vereinzelt Gefahrenstoffe in die Umwelt, da die relevanten Systeme nicht mit Strom versorgt werden. Dabei werden mehrere km ² Ökosysteme für durchschnittlich ein Jahr geschädigt.
Wirtschaft	Einige Unternehmen nutzen Notstromsysteme, um IT-Systeme, Rechenzentren und Bankenbetriebe trotz Stromausfalls funktionsfähig zu halten. Ohne solche Systeme fallen Computer, Telefone und Beleuchtung aus, wodurch Arbeit kaum möglich ist. Betriebe schicken Mitarbeitende nach Hause. Geld- und Billettautomaten sowie Kassensysteme funktionieren oft nicht, und Zahlungen sind vielerorts nur mit Bargeld möglich. In der Landwirtschaft müssen Kühe von Hand gemolken werden, und Verarbeitungssysteme fallen aus, was teils zum Verenden von Tieren führt. Lebensmittel verderben in Haushalten, Restaurants und der Lieferkette. Nach vier Tagen Stromversorgung bleibt die Beseitigung der Schäden (verdorbene Lebensmittel, IT-Ausfälle) langwierig. Die Vermögensschäden (direkte Einbusse der Wirtschaft, Brände in Gebäuden usw.) und die Bewältigungskosten (z. B. für Einsatzkräfte, Notunterkünfte und die Versorgung von Unterstützungsbedürftigen) lassen sich nicht klar trennen und gesondert ausweisen; sie betragen insgesamt 230 Mio. CHF. Die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit wird um ca. 1600 Mio. CHF reduziert.
Gesellschaft	Die Notstromversorgung in Spitälern gewährleistet den Betrieb essenzieller Systeme. Notrufzentralen sind stark ausgelastet durch Anrufe wegen steckengebliebener Aufzüge, geschlossener Türen und Streitereien. Bereits nach 30 Minuten fällt die Mobiltelefonie aus, und auch das Festnetz funktioniert grösstenteils nicht. Informationen werden zunächst über batteriebetriebene Radios und später über Lautsprecher verbreitet. Der Flugverkehr wird umgeleitet oder eingestellt, und der Strassenverkehr ist am ersten Tag stark beeinträchtigt durch blockierte Strassen und gesperrte Tunnel. Der Bahnverkehr kommt zum Erliegen, da Bahnhöfe und Stellwerke vom Stromausfall betroffen sind. Die Versorgung mit Alltagsgütern wie Lebensmitteln, Wasser und Treibstoff ist stark eingeschränkt. Tankstellen und Ladepunkte für Elektrofahrzeuge sind ausser Betrieb. Diesel für Notstromaggregate ist knapp, was kritische Prozesse behindert. Es kommt zu mehrtätigen Engpässen in der Versorgung mit Wasser, Lebensmitteln und Medikamenten. Plünderungen werden durch verstärkte Polizeipatrouillen eingedämmt, jedoch kann die Sicherheit nicht überall garantiert werden. Medien kritisieren die Ereignisbewältigung, was den Druck auf Behörden erhöht.

Exkurs: Der «Blackout» in Italien vom 28. September 2003

Am Sonntag, den 28. September 2003, kam es aufgrund hoher Temperaturen und starker Belastung des schweizerischen Übertragungsnetzes zu einem Kurzschluss in der 380-kV-Lukmanierleitung. Eine sofortige Wiedereinschaltung war wegen der angespannten Netzsituation nicht möglich, wodurch das restliche Netz überlastet wurde. Dies führte innerhalb von 30 Minuten zum kaskadenartigen Zusammenbruch der Stromverbindungen nach Italien. Mit Ausnahme Sardinien fiel die Stromversorgung in ganz Italien aus, über 55 Millionen Menschen waren davon betroffen. Nach etwa neun Stunden waren die Grenzleitungen wieder in Betrieb, doch einige Regionen blieben bis abends ohne Strom. Der geschätzte Schaden im Einzelhandel durch verdorbene Lebensmittel betrug 120 Mio. EUR, während Haushalte im Schnitt 20 EUR verloren. An einem Werktag wären die Folgen voraussichtlich erheblich schwerwiegender gewesen.

Quelle: Gefahrendossier «Stromausfall» des BABS.

5.3 Umweltwirkungen

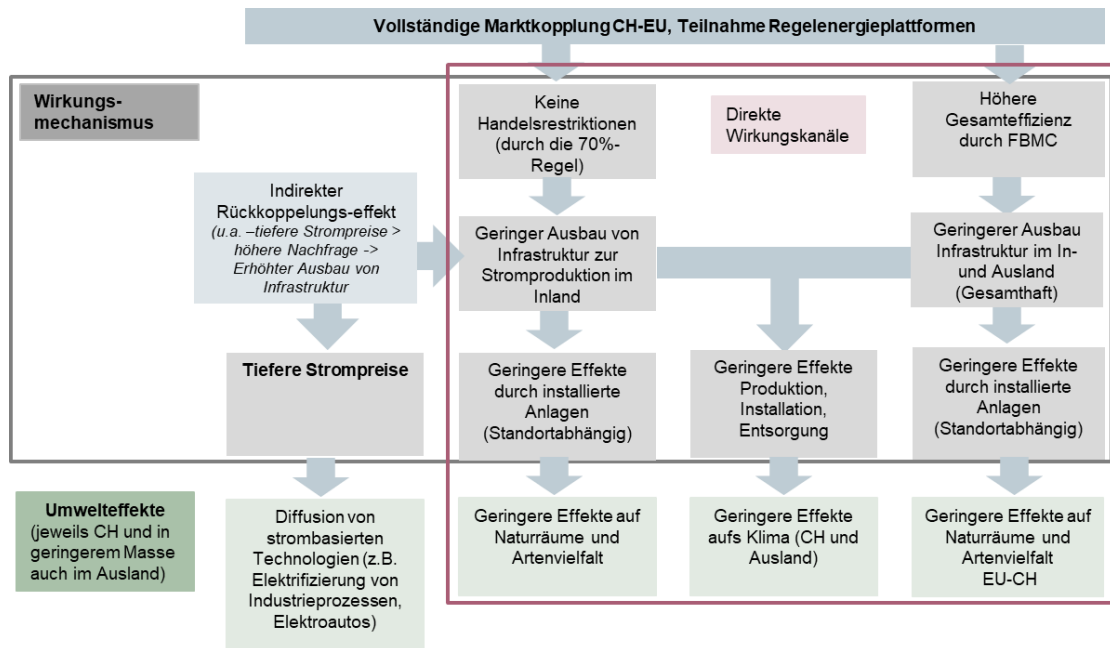
Zusammenfassung: Die Umweltauswirkungen eines Stromabkommens mit der EU sind insgesamt positiv, dürften aber eher gering sein. Sie ergeben sich in erster Linie aus den Handelsmöglichkeiten mit der EU sowie aus den allgemeinen Effizienzgewinnen durch die Marktkopplung und dem damit verbundenen geringeren Ausbau der Energieerzeugungsinfrastruktur. Dadurch liegen bei einem Stromabkommen mit der EU die Auswirkungen vor allem auf Landschaft, Naturräume und Biodiversität. Weiter entstehen bei der Herstellung, Installation und Entsorgung der Stromproduktionsanlagen Treibhausgasemissionen mit entsprechenden Auswirkungen auf das Klima. Allgemein stärkt das Stromabkommen zwischen der Schweiz und der Europäischen Union die Versorgungssicherheit und unterstützt damit die Elektrifizierung und Dekarbonisierung der Schweiz.

Die **direkten Umweltauswirkungen** eines Stromabkommens mit der EU fallen insgesamt **positiv**, aber gering aus. Die direkten Effekte eines Stromabkommens mit der EU ergeben vor sich aufgrund den erhöhten Handelsmöglichkeiten sowie der erwarteten Effizienzsteigerung aufgrund der Teilnahme am Flow-Based Market Coupling (FBMC) und der erhöhten Versorgungssicherheit. Das FBMC führt insgesamt auf Ebene EU zu einer erhöhten Effizienz, da es eine effizientere Nutzung der Grenzkapazitäten erlauben dürfte, was zu einem geringeren Ausbau von Infrastruktur zur Energieerzeugung insbesondere im Inland führt (vgl. untere Abbildung). Grundsätzlich hat jeder Ausbau von Infrastruktur zur Stromerzeugung, auch auf Basis erneuerbarer Energien, negative Auswirkungen auf die Umwelt: Die Installation von Anlagen zur Stromerzeugung verursacht negative Effekte auf die Naturräume und die Artenvielfalt. Durch die Produktion, Installation und Entsorgung der Anlagen entstehen zudem Treibhausgasemissionen, was negative Auswirkungen auf das Klima verursacht (vgl. nachfolgenden Exkurs).

Positive und negative Umweltauswirkungen wegen **indirekten** Rückkopplungseffekten: Eine sichere Stromversorgung und insbesondere günstigere Strompreise vereinfachen die Elektrifizierung und Dekarbonisierung der Schweiz, da Strom im Vergleich zu fossilen Energieträgern attraktiver wird. Somit unterstützt das Stromabkommen die Umsetzung des Netto-Null-Emissionsziels der Schweiz. Allerdings führen geringere Strompreise zu einer höheren Stromnachfrage, die durch Produktion im In- oder Ausland gedeckt werden muss, und somit wiederum zu einem erhöhten Infrastrukturbedarf führt, mit entsprechend negativen Umweltauswirkungen.

In der Tendenz dürften die direkten Effekte die indirekten Effekte dominieren. Dadurch dürften die Umwelteffekte des Stromabkommens in der Summe sowohl in der Schweiz als auch im Ausland positiv, aber gering ausfallen. Eine genauere Beschreibung der Umweltwirkung und den Wirkungskanälen findet sich in Anhang D.

Abbildung 5-7: Wirkungsmodell - Umwelteffekte des Stromabkommens



Fazit: Die Umweltauswirkungen eines Stromabkommens mit der EU sind insgesamt positiv, dürften aber eher gering sein.

Exkurs: Umwelteffekte durch Infrastruktur zur Stromerzeugung

Jede Investition in Stromproduktionsanlagen belastet die Umwelt durch Treibhausgas- und Schadstoffemissionen, in den Phasen der Herstellung, Installation und Entsorgung. Wobei Ansätze aus der Kreislaufwirtschaft diese Belastung reduzieren (z.B. Recycling und Wiederverwendung der Materialien etc.). Es ist wichtig darauf hinzuweisen, dass die anlagespezifischen Umwelteffekte von Folgendem abhängen:

- **Standort:** Wo werden die Stromerzeugungskapazitäten genau gebaut? Werden weitere Teile von Energieerzeugungsanlagen auf bisher nicht genutzten Flächen gebaut (z.B. bei angrenzenden Naturschutzgebieten oder in den Alpen)? Oder werden sie auf bisher anders genutzten Flächen errichtet (z.B. Industriezonen, bestehenden Gebäuden oder Fassaden)?
- **Regulativ:** Umweltauflagen, aber auch das klima- und energiepolitische Regulativ haben einen Einfluss auf die Umwelteffekte von Kraftwerksbauten. Bspw. ist die Stromproduktion Teil des Emissionshandelssystems mit gedeckelten CO₂-Emissionen. Zusätzliche CO₂-Emissionen von allfällig neuen Kraftwerken müssten also anderweitig vermieden werden. Ein Kraftwerksausbau hat also keine zusätzlichen CO₂-Emissionen im Kraftwerksbetrieb zur Folge.
- **Technologien:** Alle – auch erneuerbare – Technologien, wie PV, Wind, Wasserkraftwerke und Biomasse, haben mehr oder weniger starke Auswirkungen auf die Umwelt – insbesondere die Landschaft, Naturräume und Biodiversität.

Quellen: Weiterführende Informationen finden sich in Infras (2013) und Osman et al. (2023).

6 Zusammenfassende Synthese

Im Kapitel 4 wurden die einzelnen Bestandteile eines Stromabkommens in Bezug auf ihre partialanalytische Wirkung hin diskutiert. Im Kapitel 5 wurden volkswirtschaftlich relevante Auswirkungen qualitativ bzw. quantitativ analysiert. In den nachfolgenden Ausführungen werden die Erkenntnisse aus der Partialanalyse und der volkswirtschaftlichen Analyse im Hinblick auf folgende Auswirkungen hin zusammengeführt:

- Auswirkungen auf das Stromsystem: Überblick / Grenzkapazitäten
- Auswirkungen auf die Volkswirtschaft (Strompreise, BIP, Wohlfahrt usw.)
- Auswirkungen auf die Stromwirtschaft
- Auswirkungen auf die öffentliche Hand
- Auswirkungen auf die Stromkonsumentinnen und Stromkonsumenten
- Auswirkungen auf die Stromversorgungssicherheit
- Auswirkungen auf die Umwelt

Auswirkungen auf das Stromsystem: Überblick

Das Stromabkommen zwischen der Schweiz und der EU ermöglicht der Schweiz die gleichberechtigte Teilnahme am EU-Strombinnenmarkt. Insbesondere ermöglicht das Stromabkommen der Schweiz die Teilnahme am «Single Day Ahead Coupling» sowie am «Single Intraday Coupling» der EU und an der EU-Kapazitätsberechnung und -allokation. Dies erhöht die Effizienz des Stromsystems, da die für den Stromhandel verfügbaren Grenzkapazitäten völkerrechtlich abgesichert werden, der Stromhandel vereinfacht wird und indem ungeplante Lastflüsse und der Bedarf für Redispatch – das sind Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber in die Kraftwerkssteuerung zur Vermeidung oder Behebung von Netzengpässen – reduziert werden. Weiter sichert das Stromabkommen auch die vollumfängliche Teilnahme an den europäischen Regelenenergieplattformen ab. Damit kann die Netzstabilität bei geringeren Regelenenergiekosten erhöht werden. Dies alles stärkt die Versorgungssicherheit der Schweiz und fördert den Stromhandel mit der EU.

Auswirkungen auf das Stromsystem: Überblick

Mit dem Stromabkommen werden die zur Verfügung stehenden Stromimport- und -exporttransportkapazitäten (Grenzkapazitäten) auf eine völkerrechtlich verbindliche Basis gestellt. Grundsätzlich können die Grenzkapazitäten auch über privatrechtliche technische Kooperationen mit den Übertragungsnetzbetreibern benachbarter Regionen abgesichert werden. Diese müssten allerdings periodisch erneuert und von den nationalen Regulierungsbehörden genehmigt werden – mit jeweils offenem Ausgang. Weiter gibt es zurzeit keine Basis für diese privatrechtlichen Verträge im EU-Recht und damit keine Rechtssicherheit. Es besteht also ohne Stromabkommen eine erhebliche Unsicherheit in Bezug auf die zur Verfügung stehenden Import- und Exportkapazitäten. Der hauptsächliche Nutzen der völkerrechtlichen Absicherung der Grenzkapazitäten durch das Stromabkommen liegt in folgenden beiden Punkten:

- *Bessere Stromversorgungslage – geringere Stromsystemkosten:* Mit einem Stromabkommen wird durch die Marktkopplung insbesondere die Versorgungslage im Winter gestärkt. Der Ausbau von Wind, Photovoltaik und Wasserkraft gemäss den im Energiegesetz verankerten Zielen für erneuerbare Energien setzen zusammen mit dem Stromabkommen den Grundstein dafür, dass die Nachfrage auch im Winter gedeckt werden kann. Sofern die Grenzkapazitäten mit der Schweiz stark eingeschränkt würden, müsste die Schweiz ihr Stromsystem weiter ausbauen und somit mit höheren Stromsystemkosten rechnen, um eine äquivalente Versorgungslage zu erreichen. Stellt man diesen Ausbau des Stromsystems in Form von zusätzlicher Stromproduktion im Inland dar, so müssten zusätzlich zum Ausbau der erneuerbaren Energien gemäss geltenden gesetzlichen Zielen weitere heimische Kraftwerke zur Produktion von Winterstrom gebaut werden, um im Jahr 2050 eine äquivalente Versorgungslage zu garantieren. So wären bis ins Jahr 2050 – ceteris paribus – zusätzliche heimische Kraftwerke zur Produktion von Winterstrom mit jährlichen Gesamtkosten (Kapital-, Betriebs- und Energiekosten) in der Grössenordnung von jährlich rund 1 Mrd. CHF notwendig. Die Schweiz müsste also ohne Stromabkommen und bei beschränkten Stromimporten insgesamt mehr Strom produzieren und hätte höhere Systemkosten, um dieselbe Winter-Versorgungslage zu garantieren wie mit einem Stromabkommen. So darf die Schweiz also dank der völkerrechtlichen Absicherung der Grenzkapazitäten mit niedrigeren Stromsystemkosten rechnen, als es ohne eine solche Absicherung der Fall wäre.
- *Absicherung von Handelsmöglichkeiten:* Mit der völkerrechtlich verbindlichen Absicherung der Grenzkapazitäten können im Zeitraum 2030 bis 2050 potenziell zusätzliche Handelsgewinne im Umfang von jährlich bis zu über 1 Mrd. CHF gesichert werden.

Auswirkungen auf die Volkswirtschaft (Strompreise, BIP, Wohlfahrt usw.)

Die volkswirtschaftlichen Effekte eines Stromabkommens können nur grob abgeschätzt werden und beschränken sich auf einen wichtigen Teilaspekt des Stromabkommens: Die völkerrechtliche Absicherung der Grenzkapazitäten. Mit welchen Grenzkapazitäten die Schweiz ohne Stromabkommen mit oder ohne technische Kooperation rechnen kann, ist unsicher. Daher ist auch unsicher, wie hoch der quantitative Nutzen einer mittels Stromabkommen völkerrechtlich abgesicherten Grenzkapazität ist.

Die volkswirtschaftlichen Auswirkungen eines Stromabkommens können – im Vergleich zu stark eingeschränkten Grenzkapazitäten ohne Stromabkommen und ohne technische Kooperation über privatrechtliche Verträge – wie folgt zusammengefasst werden:

- Das Stromabkommen führt in der Tendenz zu tieferen Strompreisen (durchschnittlicher Endkundenpreis für Energie und Netznutzung) im Inland, sofern mit einem Stromabkommen vor allem die Import-Grenzkapazitäten höher liegen als ohne Stromabkommen. Mit dem Stromabkommen liegen die Strompreise im Vergleich zu einem Szenario ohne Abkommen im Jahr 2050 um bis zu 14 % tiefer.
- Mit den tieferen Strompreisen zeigt sich ein höheres Bruttoinlandsprodukt (BIP) – also eine höhere Wirtschaftsaktivität. Tiefere Strompreise stärken die Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Wirtschaft – insbesondere für die stromintensiven Sektoren – und verbessern

die Kaufkraft der Haushalte, was letztendlich für ein höheres BIP verantwortlich ist. Der potenzielle BIP-Gewinn durch das Stromabkommen könnte – bei einem Vergleich mit stark eingeschränkten Grenzkapazitäten (Szenario «Keine Kooperation») – im Jahr 2050 knapp 0.5 % betragen.

- Höhere Grenzkapazitäten mit einem Stromabkommen haben – wenn auch überschaubare – positive Auswirkungen auf die Wohlfahrt (die Wohlfahrt entspricht den Konsum- und Freizeitmöglichkeiten der Haushalte).
- Die tieferen Strompreise und erhöhte Wirtschaftsaktivität mit einem Stromabkommen führen zu höheren Löhnen (potenziell bis gut +0.4 %) und einer leichten Zunahme der Beschäftigung (potenziell bis rund +0.2 %).

Auswirkungen auf die Stromwirtschaft

Die Stromwirtschaft kann – wie oben erwähnt – mit einem Stromabkommen ihre Handelsgewinne absichern bzw. zusätzliche Handelsgewinne erzielen. Die Handelsgewinne, wie sie in der vorliegenden Studie berechnet werden, erwirtschaftet in erster Linie die im internationalen Stromhandel tätige Schweizer Stromwirtschaft. Es sind dies Unternehmen wie bspw. Axpo, Alpiq, BKW und Repower, die selbst über einen Kraftwerkspark verfügen und mit dem internationalen Stromhandel ihre Kraftwerke optimiert einsetzen können. Die Handelsgewinne stärken die im internationalen Stromhandel tätigen Schweizer Stromunternehmen – dies mit Folgen für die Investitions- und Innovationskraft dieser Unternehmen.

Das Stromabkommen sichert die gegenseitige **Anerkennung der Herkunftsnachweise** (HKN) und erweitert das Absatzgebiet der Schweizer HKN um den EU-Markt. Allerdings fällt mit dem Stromabkommen der Pflichtanteil an einheimischem Strom in der Grundversorgung weg. Der potenziellen Nachfrage nach Schweizer HKN aus der EU steht also der Wegfall des Pflichtanteils an einheimischem Strom in der Grundversorgung entgegen. Der Gesamteffekt auf die Preise der Schweizer HKN ist aktuell unklar.

Mit dem Stromabkommen würden die noch bestehenden Einspeisevorränge für Strom aus langfristigen Verträgen (**Long-Term Contracts**, LTC) mit französischen Kraftwerken aufgelöst. Bei den LTC handelt es sich um Abrufoptionen auf Energie aus Kernkraftwerken zu einem vertraglich festgelegten Preis, die gleichzeitig den vorrangigen, das heisst garantierten Zugang zu grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten beinhalten. Die LTC-Halter werden während einer Übergangsfrist von sieben Jahren aber finanziell entschädigt. Wasserkraftwerke an der Schweizer Grenze mit bestehenden und geringfügigen Einspeisevorrängen unter 65 MW können diese während einer Übergangsfrist von 15 Jahren ab Inkrafttreten beibehalten. Die aktuell für die Schweizer LTC-Halter reservierten Grenzkapazitäten gehen neu an den Markt, was die Markteffizienz erhöht und zusätzliche Engpasserlöse für die Übertragungsnetzbetreiber generiert. Dies kann zur Senkung der Netzkosten beitragen, die allen Stromkonsumentinnen und Stromkonsumenten verrechnet werden. Die ökonomischen Renten der heutigen LTC-Halter werden künftig letztlich also den Stromkonsumentinnen und Stromkonsumenten zugutekommen.

Die **Strommarktöffnung für alle Endverbraucherinnen und Endverbraucher** bringt mehr Wettbewerb für die Strombranche und einen gesteigerten Effizienzdruck. Haushalte und KMU profitieren von den erweiterten Wahlmöglichkeiten (insbesondere, wenn ihr Grundversorger hohe Tarife hat). Auch schafft das Stromabkommen mit der vollständigen Marktöffnung neue Möglichkeiten für Produkt- und Prozessinnovationen, sowie die Entwicklung von neuen Geschäftsmodellen. Die Strommarktöffnung für alle Endverbraucherinnen und Endverbraucher dürfte auch zu einer – bereits durch die Digitalisierung und höhere Komplexität stattfindenden – leichten Konsolidierung der Schweizer Stromwirtschaft führen. Eine gewisse Strompreiskonvergenz innerhalb der Schweiz ist zu erwarten.

Gemäss dem aktuellen schweizerischen Stromversorgungsgesetz (StromVG) müssen Verteilnetzbetreiber (VNB) in der Schweiz buchhalterisch und informatorisch von anderen Teilen der Stromwirtschaft entflochten sein. Mit dem Stromabkommen ist eine zusätzliche rechtliche und organisatorische **Entflechtung von grossen VNB** mit mehr als 100'000 Kunden gefordert. Dies betrifft wenige VNB in der Schweiz. Die Vermögenswerte des Netzbetreibers können beim gleichen Eigentümer verbleiben. Zu einer Zerschlagung von Stromversorgungsunternehmen kommt es damit nicht. Die Entflechtung wird bei wenigen Verteilnetzbetreibern zu einmaligen Transaktionskosten führen. Längerfristig darf jedoch mit positiven Effekten auf den Wettbewerb und die Effizienz gerechnet werden.

Auswirkungen auf die öffentliche Hand

Die öffentliche Hand ist Haupteignerin der Schweizer Stromunternehmen: Die Schweizer Energieversorgungsunternehmen (EVU) sind zu fast 90 % in Besitz der öffentlichen Hand, d.h. der Kantone und Gemeinden. Nur etwa 8 % sind in privatem Schweizer Besitz, 2 % gehören ausländischen Investoren.⁵⁶ Gewinne dieser EVUs kommen letztlich den Eignern, also vorab der öffentlichen Hand, zugute – in Form von Gewinnausschüttungen und/oder steigenden Unternehmensbewertungen. Die öffentliche Hand kann zumindest teilweise und indirekt an den Handelsgewinnen partizipieren. Letztlich profitieren Bürgerinnen und Bürgern – entweder können sie von zusätzlichen staatlichen Leistungen profitieren oder die Steuerzahlenden werden entlastet.

Auswirkungen auf die Stromkonsumentinnen und Stromkonsumenten

Die Stromkonsumentinnen und Stromkonsumenten dürfen vom Stromabkommen – ceteris paribus – tiefere Strompreise erwarten. Tiefere Strompreise resultieren aufgrund eines effizienteren Handels auf den Day-Ahead- und Intraday-Märkten, aber auch auf den Regelenergiemärkten. Weiter ist zu erwarten, dass mit dem Stromabkommen und der vollständigen Integration der Schweiz in den europäischen Strombinnenmarkt weniger ungeplante Lastflüsse entstehen und dadurch weniger kostspielige Abhilfemassnahmen (Redispatch) notwendig sind.

⁵⁶ <https://www.avenir-suisse.ch/stattliche-gewinne-staatlicher-stromversorger/>

All dies führt zu tieferen Kosten und letztlich auch zu tieferen Strompreisen für die Stromkonsumentinnen und Stromkonsumenten. Diese Effizienzgewinne wurden in der vorliegenden Studie nicht quantifiziert. Sie verbessern jedoch die relativen Preise und die Wettbewerbssituation für Schweizer Unternehmen.

Die heimischen Strompreise reagieren stark auf Beschränkungen bei den Export- und Importkapazitäten. Der völkerrechtlichen Absicherung der Grenzkapazitäten durch das Stromabkommen kommt daher zentrale Bedeutung zu. Mit einem Stromabkommen könnten die Strompreise im Jahr 2050 bis zu 14 % tiefer liegen als ohne Stromabkommen. In einem solchen Falle würde der Umsatz (Bruttoproduktionswert) von stromintensiven Unternehmen um bis zu rund 2 % höher liegen. Auch die Haushalte würden von tieferen Strompreisen und höheren Löhnen profitieren. Insbesondere Haushalte mit geringerem Einkommen profitieren tendenziell mehr, da sie anteilmässig mehr von ihrem Einkommen für Strom ausgeben und das Arbeitseinkommen einen höheren Anteil am Gesamteinkommen ausmacht als bei reicheren Haushalten – also stärker von den tieferen Strompreisen und höheren Löhnen profitieren.

Weiter bringt die Strommarktöffnung – sofern die kleineren Endkunden wechselbereit sind – Vorteile für die kleineren Endkunden. Bei hohen Strompreisen im freien Markt wechseln die kleineren Endkunden in die Grundversorgung und profitieren von den tieferen Stromgestehungskosten in der Schweiz. Dies gilt insbesondere für Endkunden von EVUs mit hohem Eigenproduktionsanteil und der Annahme, dass die Gestehungskostenregulierung fortgeführt wird. Bei tiefen Strommarkt- bzw. -importpreisen optieren kleinere Endkunden für den freien Markt. Insgesamt führt die Strommarktöffnung für alle Endverbraucherinnen und Endverbraucher – zumindest in dieser idealen, wechselbereiten Welt – zu einer Verschiebung von Produzentenrenten zu Konsumentenrenten – die kleineren Verbraucher werden also per Saldo bessergestellt. Diese Besserstellung der Kleinverbraucher gilt unabhängig davon, wie künftig die Grundversorgung geregelt wird. Die Grundversorgung kann je nach Regulierung den Endverbraucher oder den Netzbetreiber bzw. Produzenten absichern. Entscheidend ist, dass mit der Strommarktöffnung auch die kleineren Endverbraucher die Wahlfreiheit erhalten, am Markt teilzunehmen oder in der Grundversorgung zu verbleiben. Damit können sie – je nach Grundversorgungsregulierung – den Nachteilen in der Grundversorgung ausweichen oder von deren Vorteilen profitieren.

Auswirkungen auf die Stromversorgungssicherheit

Die Schweiz erreicht mit einem Stromabkommen ein höheres Niveau von Versorgungssicherheit bei gleichzeitig tieferen Kosten als ohne Stromabkommen mit der EU. Ein Stromabkommen mit der EU reduziert das Risiko eines grossflächigen Stromausfalls («Blackout») oder einer Strommangellage (um wieviel sich diese Risiken reduzieren, kann im Rahmen dieser Studie keine Aussage gemacht werden) mit potenziell sehr hohen volkswirtschaftlichen Kosten (Produktionsausfälle, Gefährdung Leib und Leben, Reputationsverlust Wohn- und Wirtschaftsstandort Schweiz).

Auswirkungen auf die Umwelt

Die Umweltauswirkungen eines Stromabkommens mit der EU sind insgesamt positiv, dürften aber eher gering sein. Sie ergeben sich in erster Linie aus den Handelsmöglichkeiten mit der EU sowie aus den allgemeinen Effizienzgewinnen durch die Marktkopplung und dem damit verbundenen geringeren Ausbau der Energieerzeugungsinfrastruktur. Der geringere Energieinfrastrukturausbau hätte geringere Auswirkungen auf die Umwelt – in erster Linie auf die Landschaft, Naturräume und die Biodiversität. Ebenso fallen weniger Treibhausgasemissionen an, die bei der Herstellung, Installation und Entsorgung der Stromproduktionsanlagen Treibhausgasemissionen entstehen.

Anhang A: Grenzkapazitäten

Marktkopplung führt zu Veränderungen bei den Grenzkapazitäten

Die aktuell dem Markt zur Verfügung gestellten Grenzkapazitäten (NTC Net Transfer Capacities) werden sich aufgrund der kürzlich abgeschlossenen technischen Vereinbarung mit der Core⁵⁷ und der zu implementierenden Kapazitätsberechnungsmethode verändern – den Status quo, wie wir ihn heute kennen, wird es in Zukunft nicht mehr geben. Die nachfolgenden Einschätzungen zu den Grenzkapazitäten stützen sich auf Annahmen basierend auf Berechnungen von Swissgrid und entsprechen dem aktuellen Stand des Wissens.

Künftige Grenzkapazitäten ohne Stromabkommen unklar

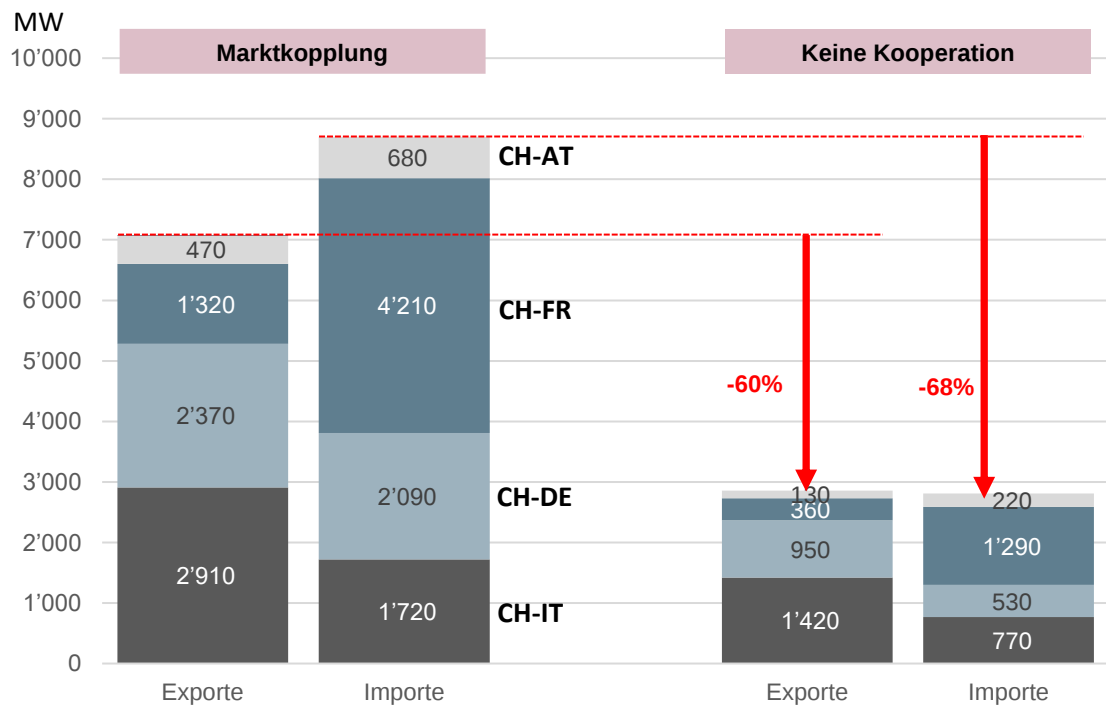
Mit dem Stromabkommen sichert sich die Schweiz die Import- und Export-Grenzkapazitäten völkerrechtlich ab. Ohne Stromabkommen muss Swissgrid zur Sicherung der Grenzkapazitäten wie bis anhin privatrechtliche Verträge mit den ausländischen ÜNB periodisch neu aushandeln. Es besteht das Risiko, dass diese privatrechtlichen Verträge in Zukunft weniger vorteilhaft für die Schweiz ausfallen oder gar ganz wegfallen. In diesem Fall besteht eine grosse Unsicherheit bezüglich der Verfügbarkeit von Grenzkapazitäten.

Für die unterstellten Grenzkapazitäten im Szenario «Keine Kooperation» stützen wir uns ebenfalls auf die Berechnungen von Swissgrid.

Die unter diesen Annahmen resultierenden Grenzkapazitäten würden sich im Vergleich zu einem Szenario «Marktkopplung» drastisch reduzieren: -60 % bei den Exporten und -68 % bei den Importen (vgl. nachfolgende Abbildung A-1).

⁵⁷ Vgl. EICOM (2024b), Berücksichtigung des Schweizer Netzes in der Kapazitätsberechnung der EU.

Abbildung A-1: Grenzkapazitäten (NTC): Szenario «Marktkopplung» (2035) versus Szenario «Keine Kooperation»



Anmerkung: Die Abbildung wurde vereinfachend für die Jahresmittelwerte dargestellt (vgl. Abbildung B-5).

Anhang B: Partialanalytische Auswirkungen abgesicherter Grenzkapazitäten

Partialanalytische Abschätzung zu den Auswirkungen abgesicherter Grenzkapazitäten

Die Schweiz hat – im Vergleich zu unseren Nachbarländern – den grossen Vorteil, dass anteilmässig hohe flexible Kraftwerkskapazitäten in Form von (Pump-)Speicherkraftwerken vorhanden sind. Diese Flexibilität in der Produktion kann u.a. im internationalen Stromhandel gewinnbringend eingesetzt werden. Für die Abschätzung potenzieller Handelsgewinne eines Stromabkommens wurde ein statisches Stromhandelsmodell entwickelt. Die nachfolgende Abbildung B-1 zeigt schematisch, wie das statische Modell funktioniert. Zentral sind folgende Annahmen:

- Das statische Stromhandelsmodell bilanziert die stündliche Nachfrage mit dem stündlichen Angebot (bilanziert also für jede einzelne der jährlich 8760 Stunden).
- Die heimische Nachfrage wird vorrangig durch die heimische Produktion (exkl. flexible heimische Produktion aus (Pump-)Speicherkraftwerken) und wenn das nicht ausreicht durch Importe bedient.
- Das zur Verfügung stehende Speichervolumina aus (Pump-)Speicherkraftwerken wird in einen fiktiven «Winterspeicher» und «Sommerspeicher» aufgeteilt (sog. «Flex» in der nachfolgenden Abbildung) und kann flexibel für die heimische Nachfrage (zur Deckung von Lastspitzen) und den Export (bei hohen Exportpreisen) verwendet werden.
- Das statische Stromhandelsmodell maximiert den Handelsgewinn durch Berechnung eines maximalen Importpreises, bis zu welchem importiert wird, und eines minimalen Exportpreises, ab welchem Strom exportiert wird. Strom aus einem Angebotsüberhang wird zu jedem Preis exportiert, damit möglichst wenig heimische Produktion abgeregelt werden muss. Weiter wird im Szenario «Keine Kooperation» im Modell eine Netto-Winterstromimportrestriktion von 5 TWh eingehalten.

In der Abbildung B-2 sind die dem Modell zugrunde gelegten Annahmen detaillierter dargelegt.

Abbildung B-1: Funktionsweise des statischen Stromhandelsmodells zur Abschätzung potenzieller Handelsgewinne

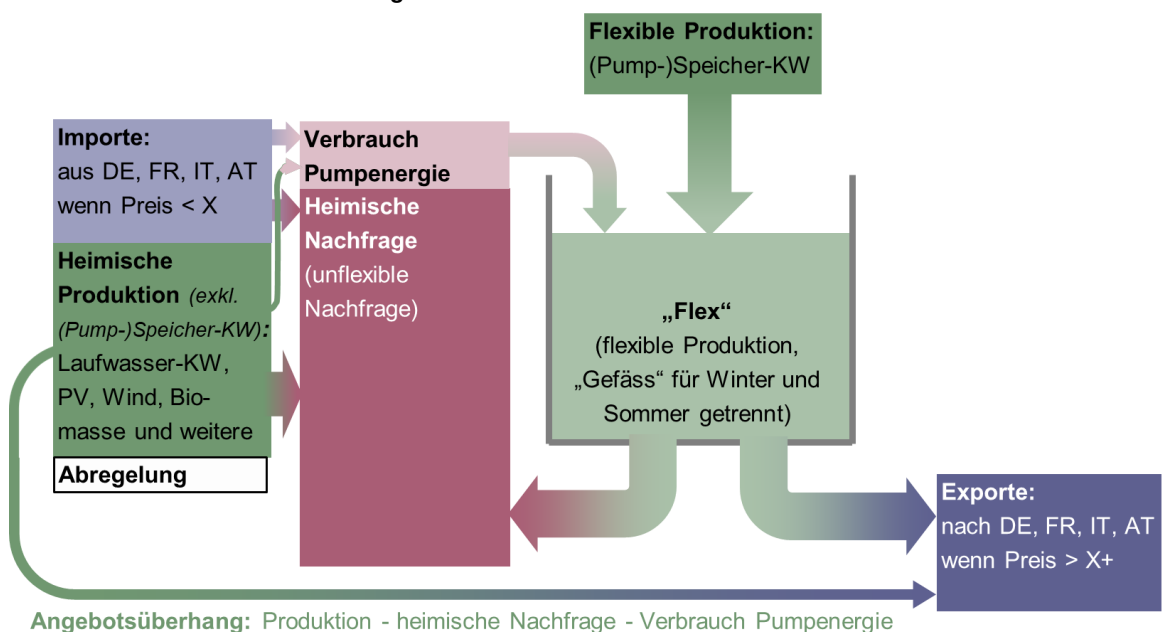


Abbildung B-2: Statisches Stromhandelsmodell zur Schätzung potenzieller Handelsgewinne der Schweiz im Stromhandel mit den Nachbarländern

Statisches Stromhandelsmodell	
Beschrieb	Berechnung der potenziellen Handelsgewinne auf Stundenbasis.
Exogene Produktion	– Stundenprofile für die Produktion für verschiedene Kraftwerkstypen (<i>Quelle: Energieperspektiven 2050+, Nexus-e (vgl. https://nexus-e.org/)</i>). – Kraftwerkspark: Jahres-Stromproduktion verschiedener Kraftwerkstypen (<i>Quelle: Energieperspektiven 2050+ und Aktualisierung für höhere erneuerbare Stromproduktion gemäss Mantelerlass, höhere Wasserkraftproduktion gemäss Zubauten «Runder Tisch Wasserkraft» und KW Chlus, Abschaltung KKW Beznau I und II nach 2030 und vor 2035</i>). – Speichervolumen (Winterstromproduktion) der Speicherkraftwerke. (<i>Quelle: Aktualisierte Schätzungen des BFE unter Einrechnung der Zubauten «Runder Tisch Wasserkraft» und KW Chlus</i>) – Kapazität und Speichervolumen und der Pumpspeicherkraftwerke (maximale Volllastbetriebsstunden). (<i>Quelle: Schätzungen des BFE unter Einrechnung der Zubauten «Runder Tisch Wasserkraft» und KW Chlus, eigene Annahme zur durchschnittlichen maximalen Dauer des Volllastbetriebs von 30 Stunden, Pumpspeicherverlust 20 %</i>)
Exogene Nachfrage	– Es wird eine stündliche Stromnachfrage vorgegeben (<i>Quelle: Energieperspektiven 2050+, ergänzt mit höherer Stromnachfrage für Elektromobilität</i>) – Die heimische Stromnachfrage ist unflexibel und wird in jeder Stunde bedient. – Die ausländische Nachfrage nach Schweizer Exporten ist bei gegebenen Handelspreisen bis zu den zur Verfügung stehenden Grenzkapazitäten flexibel.
Exogene Handelspreise	– Stündliche Stromhandelspreise für DE, IT, FR, AT (<i>Quelle: Modellsimulationen Nexus-e</i>)
Exogene Vorgaben zur Bewirtschaftung der Speicher	– Es stehen Speicher in Form von (Pump-)Speicherkraftwerken zur Verfügung (weitere Speicher, wie Batterien, werden nicht berücksichtigt) – Das zur Verfügung stehende Speichervolumina aus Speicherkraftwerken wird in einen fiktiven «Winterspeicher» und «Sommerspeicher» aufgeteilt und kann flexibel für die heimische Nachfrage und den Export verwendet werden.
Exogene Grenzkapazitäten	– NTC (Net Transfer Capacities), welche für jede einzelne Stunde im Jahr in gleicher Höhe gilt. (<i>Simulationen für zwei Szenarien «Marktkopplung» und «Keine Kooperation» mit unterschiedlichen NTCs</i>)
Exogene Vorgaben zur «market clearance»	– Schritt 1: Heimische Nachfrage wird vorrangig bedient durch heimische Produktion – Schritt 2: Reicht heimische Produktion nicht, um heimische Nachfrage zu decken, wird importiert. – Schritt 3: Allfälliger Angebotsüberhang oder günstige Importe (unter einem endogen berechneten Importpreis und bis zur Import-Grenzkapazität) werden zum Hochpumpen in Pumpspeicherwerken genutzt, sofern Speichervolumen in den Pumpspeicherwerken zur Verfügung steht (Speichervolumina = 30 h Volllastbetrieb) – Schritt 4: Ein allfälliger Angebotsüberhang wird unabhängig vom Exportpreis zu jedem positiven Preis bis zur maximalen Export-Grenzkapazität exportiert. Ein allfällig danach noch entstehender Angebotsüberhang wird abgeregelt, weil dieser Strom weder heimisch nachgefragt noch exportiert werden kann. – Schritt 5: (Pump-)Speicherproduktion wird exportiert, sofern der endogen berechnete minimale Exportpreis erreicht ist und Export-Grenzkapazitäten zur Verfügung stehen.
Endogene Grössen	– Maximierung des Handelsgewinns durch Berechnung eines maximalen Importpreises, bis zu welchem importiert wird, und eines minimalen Exportpreises, ab welchem Strom exportiert wird. Strom aus einem Angebotsüberhang wird zu jedem Preis exportiert, damit möglichst wenig Produktion abgeregelt werden muss. Bei dieser Maximierung sind die stündlichen Strombilanzen balanciert. Weiter wird der Winterstrom-Richtwert von 5 TWh im Szenario «Keine Kooperation» eingehalten.
Resultate	– Handelsgewinne – Notwendiger heimischer Stromproduktionszubau, damit Winterstromproduktion + Importe <= Winterstromnachfrage bei unterstellter Produktions- und Nachfragestruktur und der Winterstrom-Richtwert von 5 TWh im Szenario «Keine Kooperation» eingehalten wird.

Statisches Stromhandelsmodell: Vorgaben zu Produktion und Nachfrage

Die nachfolgende Abbildung B-3 zeigt die Vorgaben zur heimischen Produktion und Nachfrage für die Berechnung der Handelsgewinne mit dem statischen Stromhandelsmodell.

Abbildung B-3: Statisches Stromhandelsmodell: Vorgaben zu Jahres-Produktion und -Nachfrage

Jahr	PV [TWh]	Wind [TWh]	Biomasse [TWh]	Total Erneuerbar [TWh]
2030	21.00	0.66	1.58	23.25
2035	31.83	1.40	1.77	35.00 <i>Zielwert gemäss Gesetz</i>
2040	33.79	2.56	1.99	38.33
2050	37.62	4.97	2.41	45.00 <i>Zielwert gemäss Gesetz</i>

Jahr	Laufkraft- werke [TWh]	(Pump-)Speicherkraftwerke *) Winter [TWh] Sommer [TWh]	Total Wasserkraft [TWh]	Pumpspeicher- kapazität [GW]
2030	18.57	8.82 9.87	37.26	3.88
2035	19.09	9.69 9.12	37.90 <i>Zielwert gemäss Gesetz</i>	
2040	19.27	10.58 8.66	38.51	5.54
2050	19.64	10.74 8.82	39.20 <i>Zielwert gemäss Gesetz</i>	5.54

*) inkl. natürliche Zuflüsse Pumpseicherkraftwerk, exkl. Pumpspeicherproduktion via Pumpveredelung

Jahr	Erneuerbare [TWh]	Wasserkraft *) [TWh]	Sonstige **) [TWh]	KKW [TWh]	Total Produktion [TWh]	Total Nachfrage ***) [TWh]
2030	23.25	37.26	1.58	21.40	83.48	66.88
2040	38.33	38.51	1.85	8.43	87.13	77.74
2050	45.00	39.20	2.09	-	86.29	81.61

*) inkl. natürliche Zuflüsse Pumpseicherkraftwerk, exkl. Pumpspeicherproduktion via Pumpveredelung

**) fossile Kraftwerke (gekoppelt, nicht gekoppelt), nicht erneuerbarer Anteil der KVA, Geothermie

**) exkl. Pumpenergie

Die wichtigsten Annahmen und Quellen lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- **Erneuerbare:** Die Produktion aus PV, Wind und Biomasse aus den Energieperspektiven 2050+ wurde proportional hochskaliert, um die Richtwerte von 35 TWh im Jahr 2035 und 45 TWh im Jahr 2050 zu erfüllen. Bei der PV wurde unterstellt, dass von der PV-Produktion bis spätestens 2050 2 TWh aus alpinen Anlagen stammen, welche einen deutlich höheren Winterstromanteil aufweisen.

- **Wasserkraft:** Für die Produktion der Wasserkraft wurden vom BFE aktualisierte Werte übernommen, welche die Zubauten aller in der Erklärung zum «Runden Tisch Wasserkraft» erwähnten Produktionsanlagen berücksichtigt.
- **Sonstige:** Die sonstige Produktion (fossile KW, Geothermie) wurde aus den Energieperspektiven 2050+ übernommen.
- **KKW:** Die KKW-Produktion wurde aus den Energieperspektiven 2050+ übernommen – mit der Ausnahme, dass 2030 Beznau I und II noch in Betrieb sind.
- **Nachfrage:** Die heimische Stromnachfrage der Energieperspektiven 2050+ wurde um die höhere Nachfrage nach Elektromobilität erhöht (+2.05 TWh für 2030, +5.6 TWh für 2040 und +4.94 TWh für 2050).

Quelle für die **stündlichen Produktions- und Nachfrageprofile (Lastprofile)**:

- *PV und Wind:* Profile von Nexus-e. Die fluktuierende Einspeisung aus PV und Wind wurde Nexus-e entnommen, da Nexus-e zwischen Dachflächenanlagen und alpinen Anlagen unterscheidet und entsprechend zwei verschiedene Profile benutzt, die auch dem statischen Stromhandelsmodell zugrunde gelegt wurden.
- *Laufwasserkraftwerke, sonstige Kraftwerke, Biomasse:* Profile der Energieperspektiven 2050+
- *KKW:* Eigene Profile, angelehnt an die Energieperspektiven 2050+, wobei einzig relevant ist, dass die KKW-Revisionen zeitlich versetzt jeweils für das Sommerhalbjahr angesetzt wurden.
- *Heimische Stromnachfrage (Stundenprofil der Endnachfrage):* Energieperspektiven 2050+.

Die Produktion aus den Speicherkraftwerken und der Einsatz der Pumpspeicher wird vom statischen Stromhandelsmodell endogen bestimmt.

Wenn die Berechnungen ergeben, dass im Winter der Verbrauch nicht gedeckt werden kann oder der vorgegebene maximale Netto-Winterstromimport von 5 TWh im Szenario «Keine Kooperation» nicht eingehalten wird, dann werden zusätzliche Kraftwerke in der Schweiz zugebaut. Grundsätzlich kann der Zubau durch alle Kraftwerkstypen erfolgen (von erneuerbaren Kraftwerken wie PV oder Wind bis zu KKW). Als illustratives Stellvertreter-Kraftwerk für den Zubau wurde ein mit Wasserstoff betriebenes, CO₂-emissionsfreies Kraftwerk gewählt. Die nachfolgende Abbildung charakterisiert das unterstellte «Stellvertreter»-Kraftwerk, bei welchem mit Stromgestehungskosten von 26 Rp./kWh zu rechnen ist.

Abbildung B-4: Statisches Stromhandelsmodell: Vorgaben zum «Stellvertreter»-Kraftwerk zur Überbrückung einer durch das Angebot nicht gedeckten Nachfrage im Winter bzw. zur Einhaltung der Netto-Winterstromimport von 5 TWh im Szenario «Keine Kooperation»

(Anmerkung: Beispielrechnung für einen Kraftwerkspark von 1122 MW installierter Leistung, welcher nur im Winter produziert)

Installierte Leistung Zubau	1'122 MW	Nettoproduktion	4.9 TWh	Fixe Betriebskosten	23 CHF/kW
Spezifische Investitionskosten	1 Mio. CHF/MW	Wirkungsgrad	62%	Variable Betriebskosten	0.005 CHF/kW
Investitionskosten	1'122 Mio. CHF	Brennstoffeinsatz	7.9 TWh	Unterhaltskosten	50 Mio. CHF
Nutzungsdauer	30 Jahre	Brennstoffkosten	15 Rp./kWh		
Zins	3%			Total	1293 Mio. CHF
Kapitalkosten	57 Mio. CHF/Jahr	Energiekosten	1'185 Mio. CHF/Jahr	Stromgestehungskosten	26 Rp./kWh

Quelle: Eigene Annahmen angelehnt an Fraunhofer ISE (2024), welche für solche Kraftwerke (GT-H₂) mit Stromgestehungskosten von 28 bis 34 (Jahr 2035) bzw. 25 bis 28 EuroCents/kWh (Jahr 2045) rechnen.

Statisches Stromhandelsmodell: Szenarien «Marktkopplung» und «Keine Kooperation»

Der potenzielle Handelsgewinn und allfällig vermiedene Kraftwerkszubauten bei einem Stromabkommen wurde mittels zweier Szenarien mit unterschiedlichen Grenzkapazitäten berechnet (vgl. Abbildung 4-6 für einen detaillierteren Überblick zu den beiden Szenarien):

- Szenario «Marktkopplung», welchem die mutmasslich künftig zur Verfügung gestellten Grenzkapazitäten mit einem Stromabkommen unterstellt werden und Winterstrom ohne Limiten importiert werden kann.
- Szenario «Keine Kooperation», welches mit stark reduzierten Grenzkapazitäten (NTC) der Schweiz mit den angrenzenden Ländern rechnet. Weiter wird unterstellt, dass im Winter netto nicht mehr als 5 TWh Strom importiert wird.

Die NTCs werden gemäss nachfolgender Abbildung B-5 für die beiden Szenarien und getrennt nach den vier Landesgrenzen gegenüber Deutschland, Frankreich, Österreich und Italien für die Importe und Exporte vorgegeben.

Abbildung B-5: Statisches Stromhandelsmodell: Vorgaben zu den Grenzkapazitäten (NTC) für die beiden Szenarien «Marktkopplung» und «Keine Kooperation»

(Anmerkung: Für das Szenario «Keine Kooperation» gelten die Werte für alle drei Stützjahre)

NTC (Net Transfer Capacities) in MW					
Importe	CH-DE *)	CH-FR	CH-IT	CH-AT	Total
Marktkopplung 2030	bis 31.6.: 1690 ab 1.7.: 2090	4'210	1'720	680	bis 31.6.: 8300 ab 1.7.: 8700
Marktkopplung 2040	2'090	4'210	1'720	680	8'700
Marktkopplung 2050	2'090	4'210	1'720	680	8'700
Keine Kooperation	530	1'290	770	220	2'810

Exporte	CH-DE	CH-FR	CH-IT	CH-AT	Total
Marktkopplung 2030	Winter: 2290 Sommer: 2450	1'320	2'910	470	Winter: 6990 Sommer: 7150
Marktkopplung 2040	Winter: 2290 Sommer: 2450	1'320	2'910	470	Winter: 6990 Sommer: 7150
Marktkopplung 2050	Winter: 2290 Sommer: 2450	1'320	2'910	470	Winter: 6990 Sommer: 7150
Keine Kooperation	950	360	1'420	130	2'860

*) Im Handelsmodell wurden jeweils die Jahresmittelwerte unterstellt, also bei den Importen im Szenario Marktkopplung 2030 1890 MW und bei den Exporten im Szenario Marktkopplung für alle Jahre 2370 MW.

Statisches Stromhandelsmodell: Vorgaben zu den Handelspreisen gemäss Nexus-e

Die Stromhandelspreise gegenüber unseren Nachbarländern wurden aus Modellsimulationen von Nexus-e entnommen. Die Modellsimulationen von Nexus-e wurden unter der Annahme einer erneuerbaren Stromproduktion von 45 TWh im Jahr 2050 vorgenommen.⁵⁸ Für die Nexus-e-Simulationen wurden, die in der vorgängigen Abbildung festgehaltenen Grenzkapazitäten unterstellt.

Die nachfolgenden beiden Abbildungen zeigen exemplarisch für das Jahr 2050 und die beiden Szenarien «Marktkopplung» und «Keine Kooperation» die unterstellten Stromhandelspreise gemäss den Nexus-e-Simulationen. Die Abbildungen zeigen, dass im Jahr 2050 während rund 3000 Stunden der Stromhandelspreis aufgrund hoher PV- und/oder Windproduktion Null oder nahe Null sind (negative Preise wurden abgeregelt). Die maximalen Stromhandelspreise betragen im Jahr 2050 etwas über 200 Euro/MWh, was den Stromgestehungskosten eines fossil betriebenen Kraftwerks mit CCS entspricht. Weiter zeigt die Abbildung bzw. die Nexus-e-Simulationen, dass sich hohe Stromhandelspreise vor allem mit Deutschland und Österreich ergeben. Es ist darauf hinzuweisen, dass aufgrund begrenzter Ressourcen keine Sensitivitäten hinsichtlich Brennstoffpreisen und Investitionskosten gerechnet wurden. Für beide Kostenkomponenten bestehen jedoch signifikante Unsicherheiten in Bezug auf ihre zukünftige Entwicklung.

⁵⁸ Die Modellsimulationen von Nexus-e basieren für das künftige Energiesystem auf dem Szenario «Global Ambition» von ENTSO-E Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) (vgl. ENTSO-E (2022)). Für weitere Ausführungen zu Nexus-e wird auf Van Liedekerke et al. (2024) und <https://nexus-e.org/> verwiesen.

Abbildung B-6: Statisches Stromhandelsmodell: Vorgaben zu den Stromhandelspreisen gemäss Nexus-e für das Szenario «Marktkopplung» und das Jahr 2050

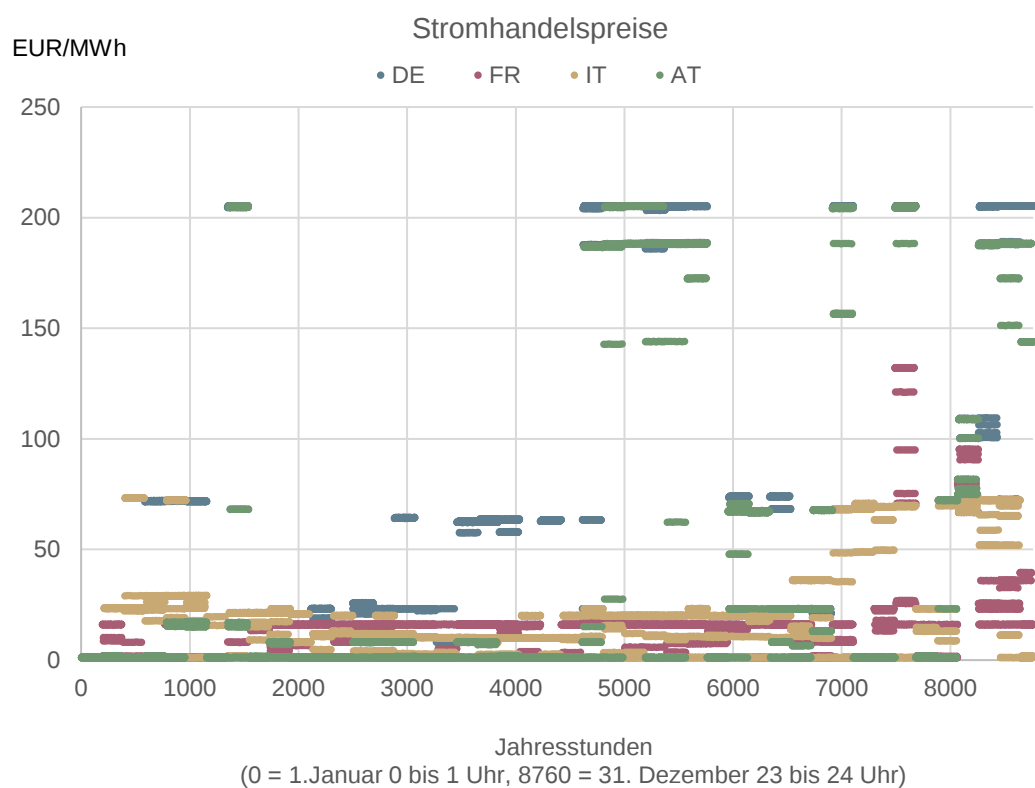
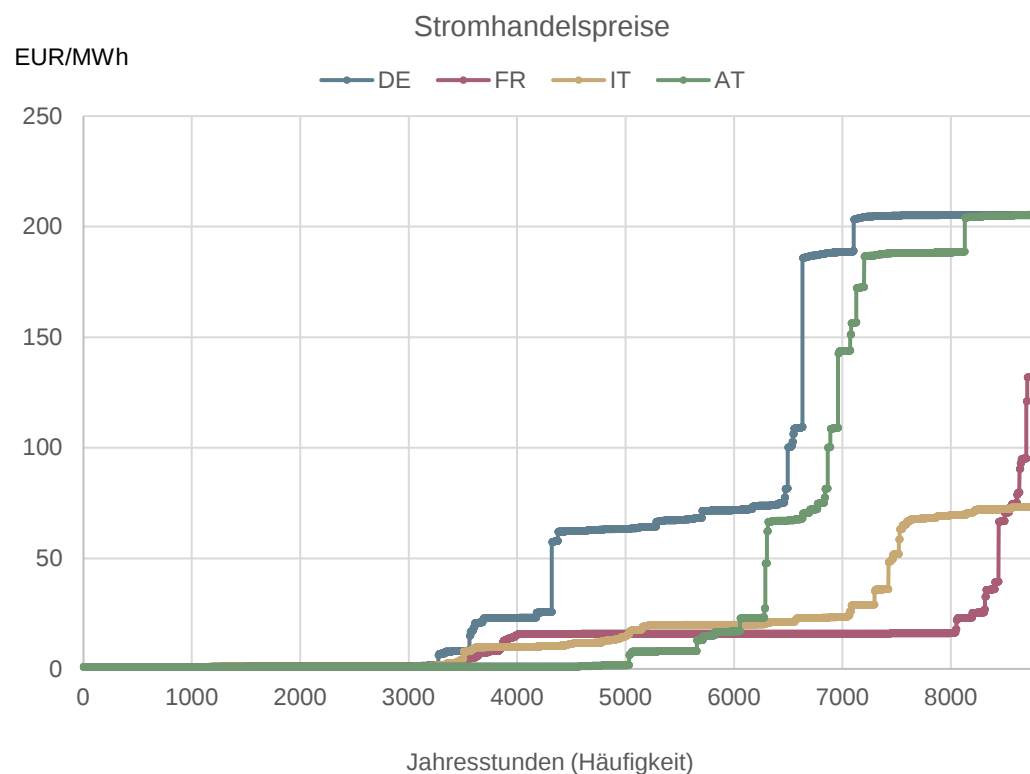
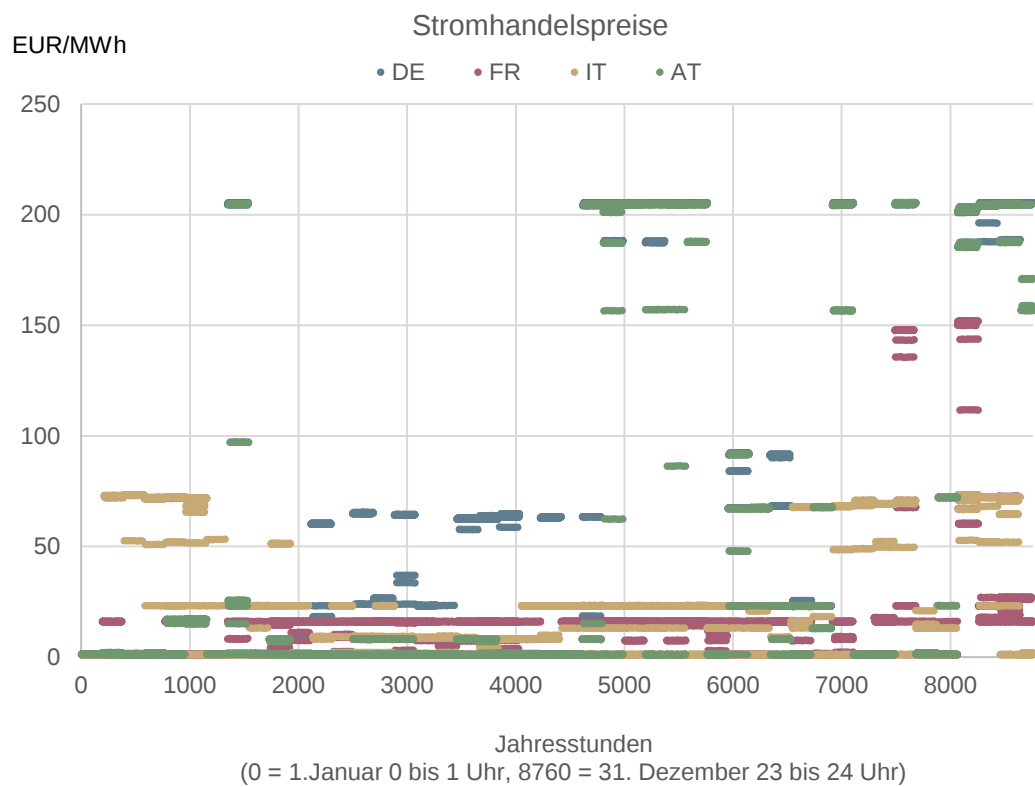
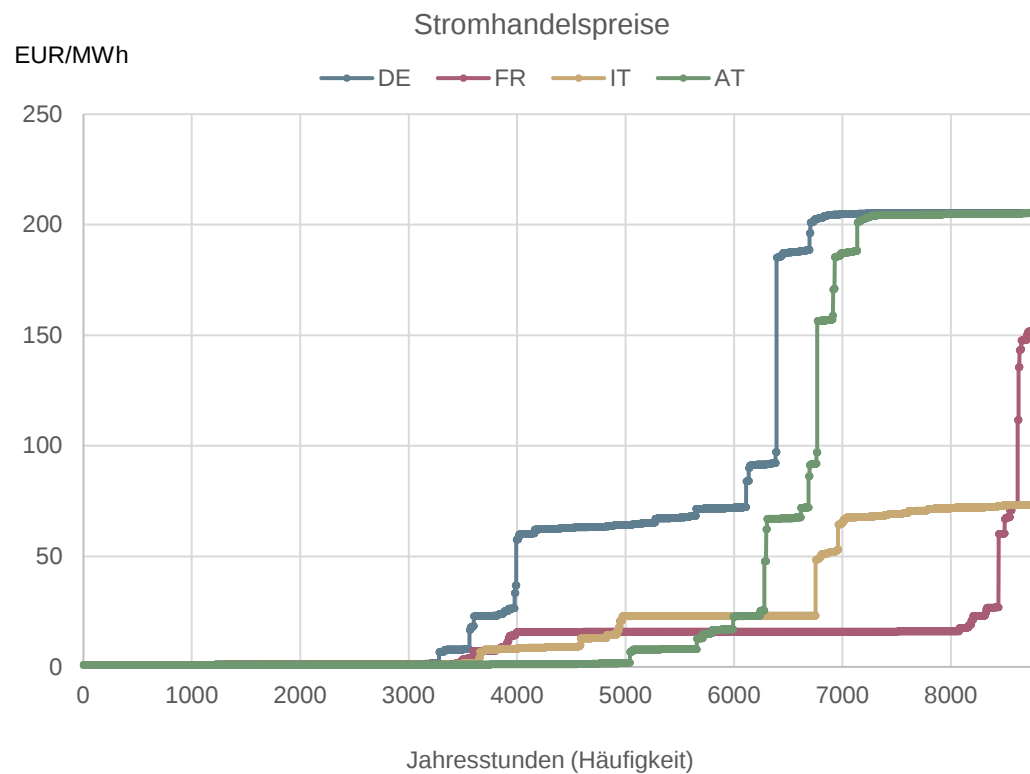


Abbildung B-7: Statisches Stromhandelsmodell: Vorgaben zu den Stromhandelspreisen gemäss Nexus-e für das Szenario «Keine Kooperation» und das Jahr 2050



Resultate aus dem statischen Stromhandelsmodell

Die potenziellen Handelsgewinne werden für die drei Zeithorizonte (2030, 2040 und 2050) und für die beiden Szenarien «Marktkopplung» und «Keine Kooperation» berechnet. Es ist wichtig darauf hinzuweisen, dass eine stark vereinfachende Berechnung gewählt wurde. Diese erfasst nur die Hauptwirkungsmechanismen und gibt lediglich Hinweise auf die Grössenordnung der Auswirkungen auf Handelsgewinne und Zubaukosten. Bei den vereinfachenden Berechnungen handelt es sich nicht um eine detaillierte Strommarktmodellierung oder System-Adequacy-Analyse. Sie sind daher nicht geeignet, um detaillierte Aussagen zu Versorgungssicherheit, Stromsystementwicklung und Zubaubedarf zu treffen. Zudem wurde aufgrund der begrenzten Ressourcen auf eine detaillierte Sensitivitätsanalyse verzichtet.

Nachfolgend werden die Resultate für die beiden Szenarien und das Jahr 2050 vorgestellt. Die Resultate für die Jahre 2030 und 2040 werden am Schluss dieses Kapitels unkommentiert in Tabellenform präsentiert.

Produktion und Nachfrage im Jahr 2050

Die Abbildung B-8 bis Abbildung B-10 zeigen die im statischen Stromhandelsmodell berechnete Produktion und Nachfrage auf dem heimischen Markt sowie die Importe und Exporte für die beiden Szenarien «Marktkopplung» und «Keine Kooperation» exemplarisch für das Jahr 2050. Die wichtigsten Erkenntnisse können wie folgt zusammengefasst werden:

- Ohne zusätzlichen Zubau – über die gemäss gesetzlichen Zielwerte für Wasserkraft (39.2 TWh im Jahr 2050) und Erneuerbare (45 TWh im Jahr 2050) hinaus – kann der ebenfalls gesetzlich verankerte Richtwert eines maximalen Netto-Winterstromimports von 5 TWh im Szenario «Keine Kooperation» nicht eingehalten werden. Der notwendige Zubau zur Einhaltung dieser im Modell implementierten Netto-Winterstromimportrestriktion beträgt 4.5 TWh zusätzliche Winterstromproduktion im Jahr 2050 für das Szenario «Keine Kooperation».⁵⁹
- Im Szenario «Marktkopplung» resultiert ein reger Stromhandel, sowohl im Winter als auch im Sommer. Im Szenario «Keine Kooperation» ist der Stromhandel stark eingeschränkt. Die zur Verfügung stehenden Importmöglichkeiten werden zu rund 75 % ausgeschöpft und für die Winterimporte werden Handelspreise bis 60 Euro/MWh bezahlt. Die zur Verfügung stehenden Grenzkapazitäten für den Export können hingegen im Winter im Szenario «Keine Kooperation» nur zu einem kleinen Teil genutzt werden, da die Grenzkapazitäten für den Import zur Veredelung in Pumpspeicherwerken nicht ausreichen und mehrheitlich für die Deckung der heimischen Nachfrage genutzt werden müssen. Im Sommer zeigt sich im Szenario «Keine Kooperation» ebenfalls ein geringer Stromhandel – die Ursachen sind aber andere als im Winter: Im Sommer werden die im Szenario «Keine Kooperation» beschränkten Grenzkapazitäten für die Exporte aus dem Angebotsüberhang und den

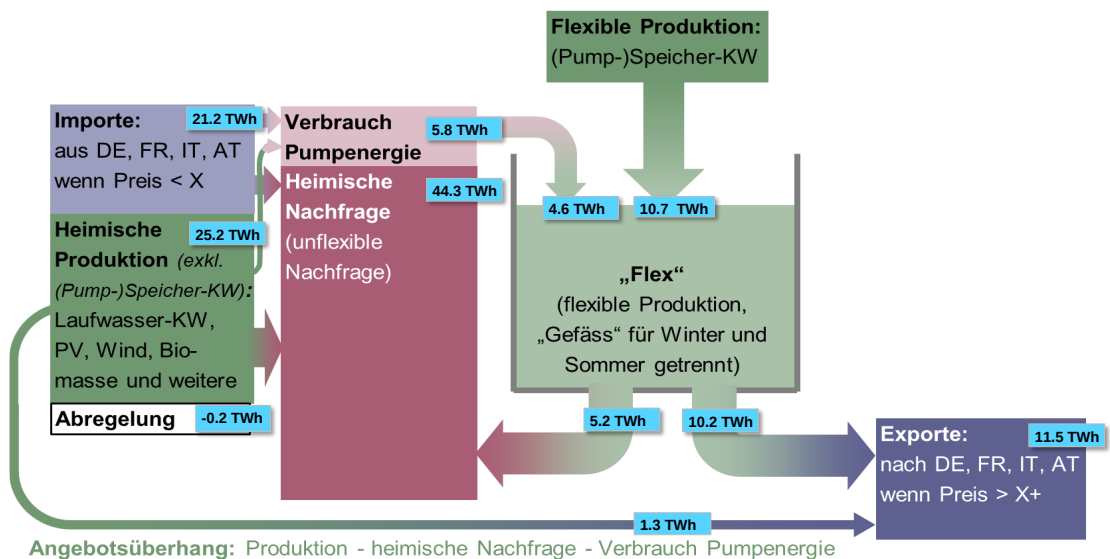
⁵⁹ Für das Jahr 2040 wäre im Szenario «Keine Kooperation» ein Zubau von rund 0.8 TWh notwendig, um die im Modell implementierte 5-TWh-Winterstromimportrestriktion einzuhalten. Für das Jahr 2030 ist kein Zubau über den Ausbaupfad hinaus notwendig, wie er von den gesetzlichen Zielwerten für die Wasserkraft und Erneuerbare definiert wird.

Speicherkraftwerken beansprucht. Zusätzliche Importe für die Pumpspeicherveredelung lohnen sich unter den unterstellten Modellannahmen nicht.

- Weiter fällt auf, dass im Szenario «Keine Kooperation» sowohl im Winter als auch im Sommer deutlich mehr Stromproduktion (betrifft v.a. PV-Strom) abgeregelt werden muss als im Szenario «Marktkopplung». Die Abregelung betrifft v.a. den Sommer, ist aber in vereinzelten Stunden (hohe PV- und Wind-Produktion bei tiefer heimischer Nachfrage und vollen Speicher bei den Pumpspeicherwerken) auch für den Winter zu beobachten.

Abbildung B-8: Statisches Stromhandelsmodell: Produktion und Nachfrage im Winter- und Sommerhalbjahr im Szenario «Marktkopplung», Jahr 2050

Produktion Szenario «Marktkopplung»: Winterhalbjahr 2050



Produktion Szenario «Marktkopplung»: Sommerhalbjahr 2050

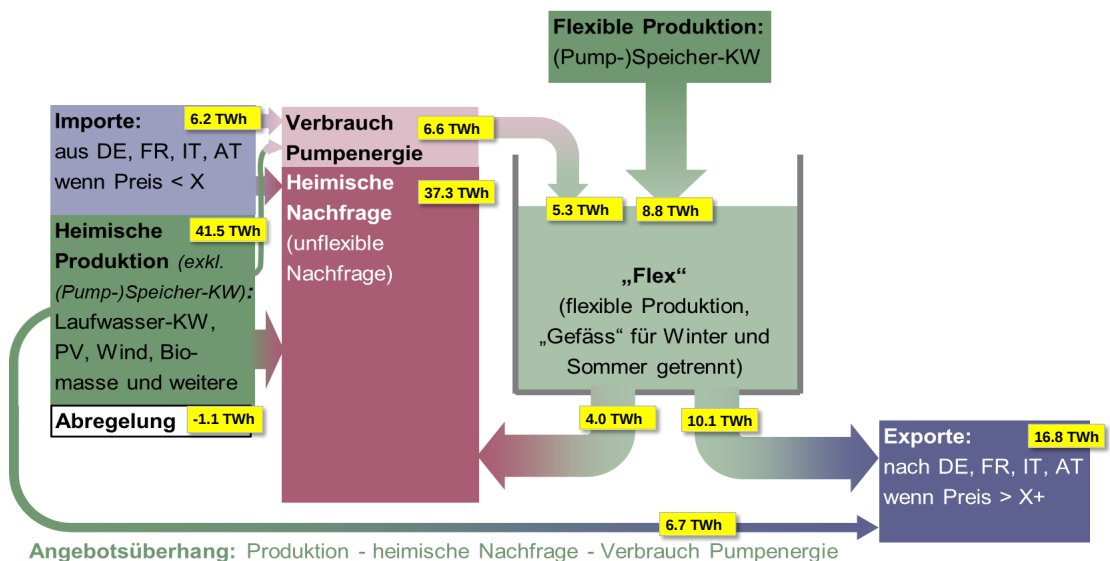
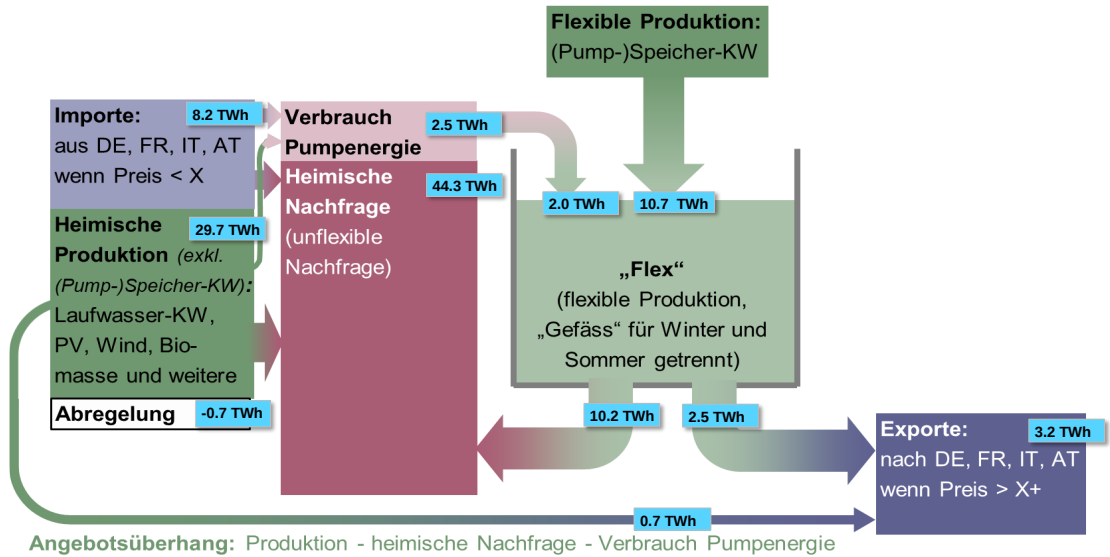


Abbildung B-9: Statisches Stromhandelsmodell: Produktion und Nachfrage im Winter- und Sommerhalbjahr im Szenario «Keine Kooperation», Jahr 2050

Produktion Szenario «Keine Kooperation»: Winterhalbjahr 2050



Produktion Szenario «Keine Kooperation»: Sommerhalbjahr 2050

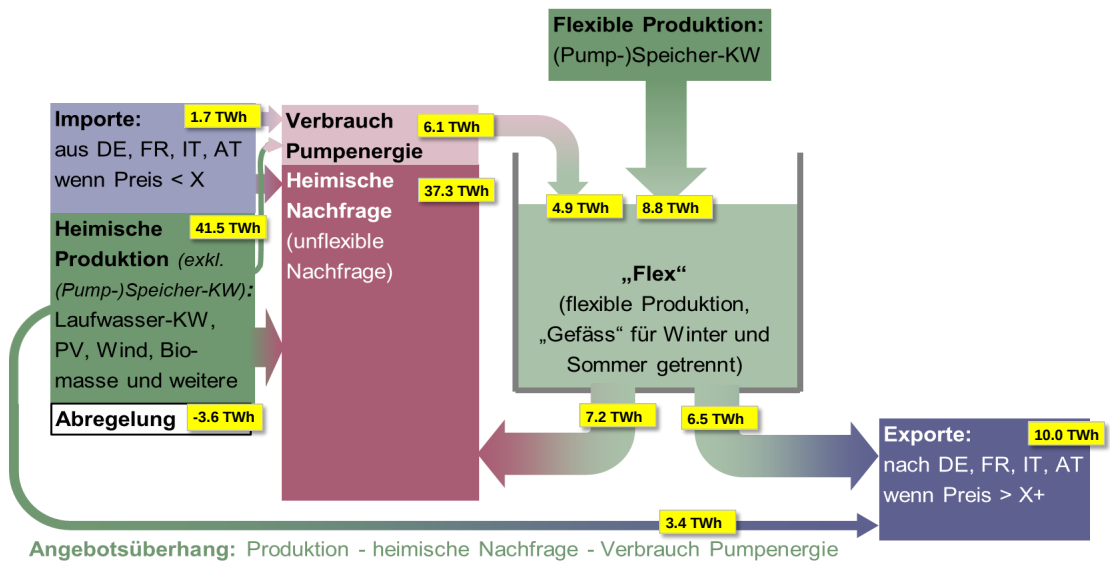
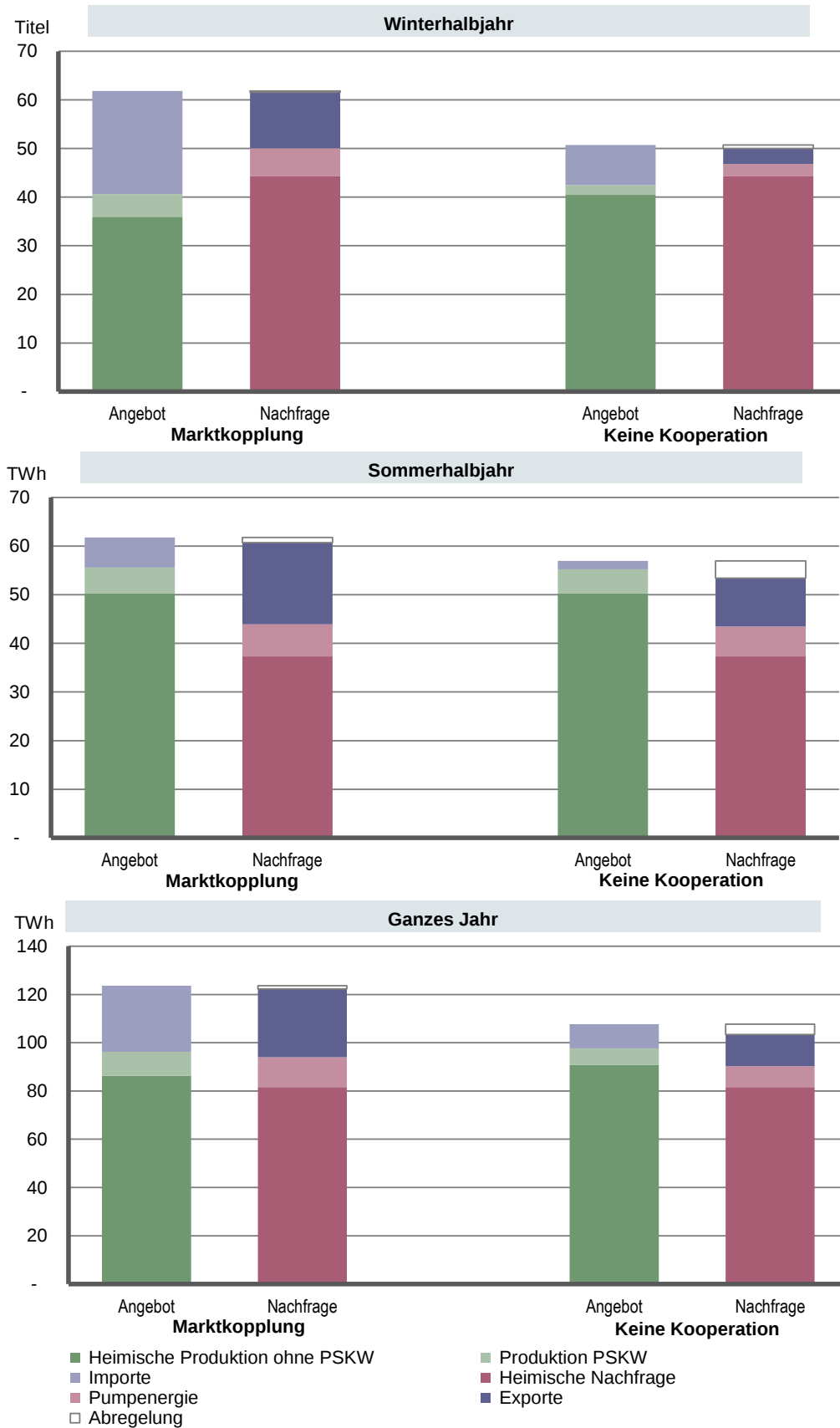


Abbildung B-10: Statisches Stromhandelsmodell: Produktion und Nachfrage im Winter- und Sommerhalbjahr im Szenario «Marktkopplung» und «Keine Kooperation», Jahr 2050



Handelsgewinne im Jahr 2050

Die beiden nachfolgenden Abbildungen zeigen Produktion und Nachfrage sowie die resultierenden Handelsgewinne für die Szenarien «Marktkopplung» (Abbildung B-11) und «Keine Kooperation» (Abbildung B-12). Im Szenario «Marktkopplung» berechnet sich ein Handelsgewinn von 1'870 Mio. CHF⁶⁰ – jeweils hälftig im Sommer und Winter erzielt. Die grössten Exportüberschüsse werden aufgrund der unterstellten Handelspreise mit Deutschland erzielt. Im Szenario «Keine Kooperation» kann dagegen nur ein Handelsgewinn von 738 Mio. CHF erzielt werden – beschränkt auf den Sommer. Die Differenz des Handelsgewinns zwischen dem Szenario «Marktkopplung» und «Keine Kooperation» beträgt somit rund 1'150 Mio. CHF.

⁶⁰ Wir gehen vereinfachend von einer Euro-CHF-Parität aus.

Abbildung B-11: Statisches Stromhandelsmodell: Detailresultate Szenario «Marktkopplung», Jahr 2050

Produktion in TWh/Jahr	Jahr	Winter	Sommer
Heimische Produktion ohne PSKW	86.3	36.0	50.3
Produktion PSKW	9.9	4.6	5.3
Importe	27.4	21.2	6.2
Abregelung	-1.3	-0.2	-1.1
Total Angebot	122.3	61.6	60.7

Nachfrage in TWh/Jahr	Jahr	Winter	Sommer
Heimische Nachfrage	81.6	44.3	37.3
Pumpenergie	12.4	5.8	6.6
Exporte	28.3	11.5	16.8
Total Nachfrage	122.3	61.6	60.7

Nettoimporte in TWh/Jahr	Jahr	Winter	Sommer
	-0.9	9.7	-10.6

Handelsgewinne

Handelsgewinne	Szenario: Marktkopplung														
	Importe [Mio. Euro]					Exporte [Mio. Euro]					Exportüberschuss [Mio. Euro]				
	von DE	von FR	von IT	von AT	Total	nach DE	nach FR	nach IT	nach AT	Total	mit DE	mit FR	mit IT	mit AT	Total
Winter	12	92	31	7	142	641	43	298	99	1'082	629	-49	267	93	940
Sommer	2	4	19	3	27	784	14	74	86	958	783	11	55	83	930
Jahr	13	96	50	10	169	1'425	57	372	185	2'039	1'412	-38	322	175	1'870

Abbildung B-12: Statisches Stromhandelsmodell: Detailresultate Szenario «Keine Kooperation», Jahr 2050

Produktion in TWh/Jahr	Jahr	Winter	Sommer
Heimische Produktion ohne PSKW	90.8	40.5	50.3
Produktion PSKW	6.9	2.0	4.9
Importe	10.0	8.2	1.7
Abregelung	-4.3	-0.7	-3.6
Total Angebot	103.4	50.0	53.4

Nachfrage in TWh/Jahr	Jahr	Winter	Sommer
Heimische Nachfrage	81.6	44.3	37.3
Pumpenergie	8.7	2.5	6.1
Exporte	13.2	3.2	10.0
Total Nachfrage	103.4	50.0	53.4

Nettoimporte in TWh/Jahr	Jahr	Winter	Sommer
	-3.2	5.0	-8.2

Handelsgewinne

Handelsgewinne	Szenario: Keine Kooperation														
	Importe [Mio. Euro]					Exporte [Mio. Euro]					Exportüberschuss [Mio. Euro]				
	von DE	von FR	von IT	von AT	Total	nach DE	nach FR	nach IT	nach AT	Total	mit DE	mit FR	mit IT	mit AT	Total
Winter	4	40	19	3	65	253	9	75	30	367	249	-31	56	28	302
Sommer	0	1	0	0	2	335	17	60	26	438	335	16	59	25	436
Jahr	4	40	19	3	67	588	26	134	56	804	584	-15	115	53	738

In den nachfolgenden vier Abbildungen finden sich die Resultate für die Produktion und Nachfrage sowie für den Handelsgewinn für die beiden Szenarien «Marktkopplung» und «Keine Kooperation» und die beiden Jahre 2030 und 2040.

Abbildung B-13: Statisches Stromhandelsmodell: Detailresultate Szenario «Marktkopplung», Jahr 2030

Produktion in TWh/Jahr	Jahr	Winter	Sommer
Heimische Produktion ohne PSKW	83.5	36.9	46.6
Produktion PSKW	6.7	3.2	3.5
Importe	16.8	12.0	4.8
Abregelung	-0.2	0.0	-0.1
Total Angebot	106.8	52.1	54.7

Nachfrage in TWh/Jahr	Jahr	Winter	Sommer
Heimische Nachfrage	66.9	37.1	29.8
Pumpenergie	8.4	4.0	4.4
Exporte	31.5	11.0	20.6
Total Nachfrage	106.8	52.1	54.7

Nettoimporte in TWh/Jahr	Jahr	Winter	Sommer
	-14.8	1.1	-15.8

Handelsgewinne

Handelsgewinne	Szenario: Marktkopplung														
	Importe [Mio. Euro]					Exporte [Mio. Euro]					Exportüberschuss [Mio. Euro]				
	von DE	von FR	von IT	von AT	Total	nach DE	nach FR	nach IT	nach AT	Total	mit DE	mit FR	mit IT	mit AT	Total
Winter	25	137	53	9	223	258	-	491	43	792	233	-137	438	35	569
Sommer	1	70	1	1	73	538	-	226	101	866	537	-70	226	101	793
Jahr	26	207	54	9	296	796	-	717	145	1'657	770	-207	663	135	1'362

Abbildung B-14: Statisches Stromhandelsmodell: Detailresultate Szenario «Keine Kooperation», Jahr 2030

Produktion in TWh/Jahr	Jahr	Winter	Sommer
Heimische Produktion ohne PSKW	83.5	36.9	46.6
Produktion PSKW	5.0	1.6	3.4
Importe	6.7	6.7	0.0
Abregelung	-3.7	-0.3	-3.4
Total Angebot	91.5	44.9	46.6

Nachfrage in TWh/Jahr	Jahr	Winter	Sommer
Heimische Nachfrage	66.9	37.1	29.8
Pumpenergie	6.3	2.0	4.2
Exporte	18.3	5.8	12.6
Total Nachfrage	91.5	44.9	46.6

Nettoimporte in TWh/Jahr	Jahr	Winter	Sommer
	-11.7	0.9	-12.6

Handelsgewinne

Handelsgewinne	Szenario: Keine Kooperation														
	Importe [Mio. Euro]					Exporte [Mio. Euro]					Exportüberschuss [Mio. Euro]				
	von DE	von FR	von IT	von AT	Total	nach DE	nach FR	nach IT	nach AT	Total	mit DE	mit FR	mit IT	mit AT	Total
Winter	12	87	26	5	130	115	0	289	13	417	103	-87	263	8	287
Sommer	-	-	-	-	-	229	23	271	30	554	229	23	271	30	554
Jahr	12	87	26	5	130	345	23	560	42	970	333	-64	534	38	841

Abbildung B-15: Statisches Stromhandelsmodell: Detailresultate Szenario «Marktkopplung», Jahr 2040

Produktion in TWh/Jahr	Jahr	Winter	Sommer
Heimische Produktion ohne PSKW	87.1	37.4	49.8
Produktion PSKW	9.9	4.6	5.3
Importe	25.3	19.9	5.4
Abregelung	-1.1	-0.2	-0.9
Total Angebot	121.3	61.7	59.6

Nachfrage in TWh/Jahr	Jahr	Winter	Sommer
Heimische Nachfrage	77.7	42.2	35.6
Pumpenergie	12.4	5.8	6.6
Exporte	31.1	13.8	17.4
Total Nachfrage	121.3	61.7	59.6

Nettoimporte in TWh/Jahr	Jahr	Winter	Sommer
	-5.8	6.2	-12.0

Handelsgewinne

Handelsgewinne	Szenario: Marktkopplung														
	Importe [Mio. Euro]					Exporte [Mio. Euro]					Exportüberschuss [Mio. Euro]				
	von DE	von FR	von IT	von AT	Total	nach DE	nach FR	nach IT	nach AT	Total	mit DE	mit FR	mit IT	mit AT	Total
Winter	13	139	15	5	171	1'404	9	442	256	2'112	1'392	-130	428	252	1'941
Sommer	3	3	18	3	27	475	56	23	52	605	472	52	4	49	578
Jahr	15	142	33	8	199	1'879	65	465	309	2'717	1'864	-78	432	301	2'519

Abbildung B-16: Statisches Stromhandelsmodell: Detailresultate Szenario «Keine Kooperation», Jahr 2040

Produktion in TWh/Jahr	Jahr	Winter	Sommer
Heimische Produktion ohne PSKW	87.9	38.2	49.8
Produktion PSKW	6.9	2.0	4.9
Importe	9.1	8.4	0.6
Abregelung	-3.7	-0.5	-3.2
Total Angebot	100.2	48.1	52.1

Nachfrage in TWh/Jahr	Jahr	Winter	Sommer
Heimische Nachfrage	77.7	42.2	35.6
Pumpenergie	8.6	2.5	6.1
Exporte	13.8	3.4	10.4
Total Nachfrage	100.2	48.1	52.1

Nettoimporte in TWh/Jahr	Jahr	Winter	Sommer
	-4.7	5.0	-9.8

Handelsgewinne

Handelsgewinne	Szenario: Keine Kooperation														
	Importe [Mio. Euro]					Exporte [Mio. Euro]					Exportüberschuss [Mio. Euro]				
	von DE	von FR	von IT	von AT	Total	nach DE	nach FR	nach IT	nach AT	Total	mit DE	mit FR	mit IT	mit AT	Total
Winter	4	52	30	2	87	611	0	93	79	782	607	-52	62	77	695
Sommer	0	0	0	0	1	539	16	48	59	662	539	16	48	58	661
Jahr	4	52	30	2	88	1'150	16	140	137	1'444	1'146	-36	110	135	1'355

Anhang C: Volkswirtschaftliche Auswirkungen abgesicherter Grenzkapazitäten

Volkswirtschaftliche Auswirkungen abgesicherter Grenzkapazitäten

Wie in Kapitel 4.1 gezeigt, kann die Schweiz mit einem Stromabkommen am gekoppelten europäischen Strommarkt teilnehmen und erhält völkerrechtlich abgesicherte Grenzkapazitäten. Aus volkswirtschaftlicher Sicht sind ein effizienter Handel und gesicherte Grenzkapazitäten relevant und wohlfahrtssteigernd. Der Einfluss höherer oder tieferer Grenzkapazitäten hat im Falle der Schweiz unterschiedliche Wirkungskanäle:

- *Mengenmässige Handelsrestriktion (eingeschränkte Grenzkapazitäten, vgl. Abbildung C-1 und Abbildung C-5 sowie Abbildung C-6):* Sind die vorhandenen Grenzkapazitäten kleiner als die Nachfrage des Stromhandels nach solchen Grenzkapazitäten, wird der Stromhandel zurückgebunden bzw. restringiert. Wird der Import restringiert, kann weniger günstiger Strom aus dem Ausland bezogen werden, was steigende Strompreise auf dem heimischen Markt zur Folge hat. Wird der Export restringiert, kann weniger Strom exportiert werden, was im Inland zu tieferen Strompreisen führt, da der nicht exportierte Strom günstiger im Inland angeboten werden muss. Eine Beschränkung der Grenzkapazitäten der Importe oder der Exporte zeigt eine unterschiedliche Wirkung auf den Strompreis, aber sowohl Import- als auch Exportrestriktionen führen zu volkswirtschaftlichen Verlusten.
- *Handelsineffizienzen (sog. Eisbergkosten, vgl. Abbildung C-1 und Abbildung C-7 sowie Abbildung C-8):* Bei eingeschränkten Grenzkapazitäten kann die Angebotsflexibilität der (Pump-)Speicherwerke die Gewinnmöglichkeiten im Stromaussenhandel durch das Ausnutzen von Preisdifferenzen zwischen dem In- und Ausland nicht voll ausgenutzt werden: Aufgrund der beschränkten Grenzkapazitäten kann also nicht im gewünschten Ausmass bei hohen Preisen ins Ausland exportiert werden und bei tiefen Preisen importiert werden. Das Ausmass dieser Handelsineffizienz wurde im Kapitel 4.1 (bzw. im Anhang B) bestimmt und entspricht dem entgangenen potenziellen Handelsgewinn.

Handelsineffizienzen werden mittels sog. Eisbergkosten modellmässig erfasst: Bei eingeschränkten Export-Grenzkapazitäten kann über das ganze Jahr betrachtet mit derselben Menge exportierten Stroms weniger Ertrag erzielt werden, d.h. der durchschnittlich gelöste Exportpreis ist bei eingeschränkter Grenzkapazität tiefer.

Handelsineffizienzen im Export führen zu sinkenden heimischen Strompreisen, da der Strom vermehrt im Inland angeboten und nicht exportiert wird. Der Stromexport wird also abnehmen und in der Folge auch die Stromimporte. Die negativen Auswirkungen auf die Wohlfahrt sind dabei grösser als bei einer Exportrestriktion, da keine Renten auf den restringierten Exporten⁶¹ erzielt werden (vgl. bspw. Abbildung C-7 mit Abbildung C-5).

- *Kraftwerkszubauten:* Bei stark eingeschränkten Grenzkapazitäten ist die heimische Winterstromproduktion über die gesetzlichen Ziele für Erneuerbare und Wasserkraft hinaus auszubauen, damit die Nachfrage im Winter durch das heimische Angebot und die Importe gedeckt werden kann. Dies ist mit zusätzlichen Kosten verbunden (vgl. Kapitel 4.1).

⁶¹ In der Volkswirtschaftslehre wird der Begriff «Quotenrente» verwendet.

Abbildung C-1: Wirkung von Beschränkungen der Grenzkapazitäten und von Handelsineffizienzen

Wirkung auf...	Importrestriktion (Abbildung C-5)	Exportrestriktion (Abbildung C-6)	Handelsineffizienz beim Import (Abbildung C-7)	Handelsineffizienz beim Export (Abbildung C-8)
Strompreis	↑	↓	↑	↓
Stromexport	(↘)	↓	(↘)	↓
Stromimport	↓	(↘)	↓	(↘)
Konsumentenrente	↓	↗	↓	↗
Produzentenrente	↗	↓	↗	↓
Auktionserlös	ja	ja	nein	nein
Wohlfahrt	↘	↘	↓	↓

Anmerkung: Die in Klammern gesetzten Wirkungen (↘) sind Folgewirkungen, welche in den verwiesenen Abbildungen nicht ersichtlich sind.

Vorgehen / Methodik

Die Abschätzung der volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Marktkopplung bzw. veränderter Grenzkapazitäten wird mit Hilfe des für die Energieperspektiven 2050+ entwickelten Mehrländer-Gleichgewichtsmodells durchgeführt (vgl. EcoPlan (2022) sowie nachfolgender Exkurs). Basierend auf dem Szenario KLIMA MIX 1⁶² werden die Resultate aus der Partialanalyse (Kapitel 4.1) zu den Handelsgewinnen und den veränderten Export- und Importströmen (als Differenz zwischen den Szenarien «Marktkopplung» und «Keine Kooperation») für die Parametrisierung der Handelsrestriktionen und Eisbergkosten genutzt. Es gilt zu beachten, dass die in der Partialanalyse im Kapitel 4.1 ausgewiesenen Handelsgewinne nicht mit den Wohlfahrtsgewinnen gleichzusetzen sind. Der Handelsgewinn wird teilweise auch auf Kosten der heimischen Konsumentinnen und Konsumenten erzielt, indem Konsumentenrenten zu den Produzenten verschoben werden (vgl. Abbildung C-5). Dass die Grösse des Handelsgewinns nicht mit dem Wohlfahrtsgewinn gleichzusetzen ist, illustriert auch der Vergleich der «rot schraffierten Flächen» der Abbildung C-9 mit Abbildung C-5 oder Abbildung C-7.

Die Resultate aus der Partialanalyse in Kapitel 4.1 wurden wie folgt für die Parametrisierung der Handelsrestriktionen und Eisbergkosten genutzt:

- Die Unterschiede in den Handelsgewinnen (zwischen jährlich 500 und 1'150 Mio. CHF) werden als Handelsineffizienz bzw. als sog. Eisbergkosten auf dem Export vorgegeben. Die Beschränkung auf den Export ist darauf zurückzuführen, dass bei der vorliegenden

⁶² Das Szenario KLIMA MIX 1 entspricht in Bezug auf die Zielpfade, Technologieportfolios usw. dem Szenario ZERO Basis der Energieperspektiven 2050+, wobei die KKW-Laufzeit auf 60 Jahre gelegt wurde und Beznau I und II im Jahr 2030 beide noch in Betrieb sind. Weiter wurde das erneuerbare Technologieportfolio und die Wasserkraftproduktion an die gesetzlichen Ziele (45 TWh Erneuerbare und 39.2 TWh Wasserkraft im Jahr 2050) angepasst (vgl. dazu die Annahmen gemäss Anhang B).

Konstellation der betrachteten Grenzkapazitäten in erster Linie die Grenzkapazitäten für die Exporte für die Handelsgewinne verantwortlich zeigen.

- Beschränkte Grenzkapazitäten verringern die Export- und Importströme. Die Import- und Exportrestriktionen werden im Gleichgewichtsmodell so angesetzt, dass die Veränderung der Export- und Importströme gemäss Partialanalyse in Kapitel 4.1 im Gleichgewichtsmodell repliziert werden kann. Die Veränderung der Export- und Importströme entspricht in etwa den veränderten Grenzkapazitäten gemäss Abbildung 4-5.

Weiter wurde berücksichtigt, dass im Szenario «Keine Kooperation» in den Jahren 2040 und 2050 zusätzliche Ausbauten zur Einhaltung der 5-TWh-Winterimportstromrestriktion notwendig sind, und zwar in der Höhe der im Kapitel 4.1 geschätzten Kosten.

Exkurs: Mehrländer-Gleichgewichtsmodell

Das für die Energieperspektiven 2050+ entwickelte Mehrländer-Gleichgewichtsmodell (vgl. Ecoplan 2022) wird für die vorliegende Studie zur Abschätzung der Wirkung veränderter Grenzkapazitäten genutzt. Die wichtigsten Ausprägungen des Gleichgewichtsmodells können wie folgt zusammengefasst werden:

- Rekursiv dynamisches Mehrländer-Mehrsektoren-Modell mit Fokus auf die nationale und internationale Instrumentierung zur Dekarbonisierung / Erreichung des Netto-Null-Ziels.
- Detaillierte Abbildung des Energiesektors (7 Energieträger, 9 Stromproduktionstechnologien, 6 Heizungstechnologien, 8 Transporttechnologien Strasse, Schiene, Luft, Schifffahrt).
- Erfassung von 15 verschiedenen Haushaltstypen von arm zu reich, unterteilt in erwerbstätige Haushalte mit und ohne Kinder sowie Rentner:⁶³
Kids1 bis 5: nach Quintilen des Lebensstandards unterteilte erwerbstätige Haushalte mit Kindern.
NoKids1 bis 5: nach Quintilen des Lebensstandards unterteilte erwerbstätige Haushalte ohne Kinder. NoKids1 zählt dabei zu den 20 % „ärmsten“ Haushalten und NoKids5 zu den 20 % reichsten Haushalten.
Rentner1 bis 5: nach Quintilen des Lebensstandards unterteilte Rentnerhaushalte.
- International mobiles Kapital, national mobile Arbeit sowie Arbeits-Freizeitentscheidung.

Das Mehrländer-Gleichgewichtsmodell ist kein Strommarktmodell – kennt bspw. keine stündliche Modellierung der Stromproduktion und -nachfrage.

Resultate

Bereits im Kapitel 4.1 wurde darauf hingewiesen, dass unklar ist, mit welchen Grenzkapazitäten die Schweiz ohne Stromabkommen rechnen kann. Daher wird nachfolgend diese grosse Unsicherheit auch grafisch unterlegt, in dem die Auswirkungen eines Stromabkommens mit einem Farbverlauf dargestellt werden.

⁶³ Die Einteilung in die verschiedenen Haushaltstypen wurde auf Basis der Haushaltbudgeterhebung vorgenommen. Die Auswertungen und die Charakterisierung der Haushalte sind in Ecoplan (2022), Anhang D, zu finden.

Die volkswirtschaftlichen Auswirkungen eines Stromabkommens können – im Vergleich zu stark eingeschränkten Grenzkapazitäten ohne Stromabkommen und keiner technischen Kooperation – wie folgt zusammengefasst werden:

- Das Stromabkommen führt in der Tendenz zu tieferen Strompreisen⁶⁴ im Inland (vgl. Abbildung C-2), sofern mit einem Stromabkommen vor allem die Import-Grenzkapazitäten höher liegen als ohne Stromabkommen.
- Mit den sinkenden Strompreisen erhöht sich auch das BIP – also die Wirtschaftsaktivität (vgl. Abbildung C-2). Sinkende Strompreise erhöhen die Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Wirtschaft – insbesondere für die stromintensiven Sektoren (vgl. Abbildung C-3) – und verbessern die Kaufkraft der Haushalte, was letztendlich für ein höheres BIP verantwortlich ist.

Wie erwähnt profitieren von höheren Grenzkapazitäten bzw. tieferen Strompreisen insbesondere die stromintensiven Sektoren. Dies sind die Sektoren, welche dem Emissionshandel (ETS) unterstellt sind. Dass für die Pharma-Branche in den Jahren 2030 und 2040 ein leichter Output-Rückgang berechnet wurde, ist darauf zurückzuführen, dass die leicht erhöhte Wirtschaftsaktivität zu einer grösseren Nachfrage nach Vorleistungen führt. Dies wiederum hat zur Folge, dass zur Erreichung der unterstellten CO₂-Ziele die CO₂-Abgabe erhöht werden muss, was bei der nicht dem ETS unterstellten Pharma-Branche zu höheren Kosten führt. Die Auswirkungen auf die Pharma-Branche sind somit auf den Instrumentenmix zurückzuführen, der im Szenario KLIMA MIX I zur Erreichung des Netto-Null-Ziels unterstellt wurde.

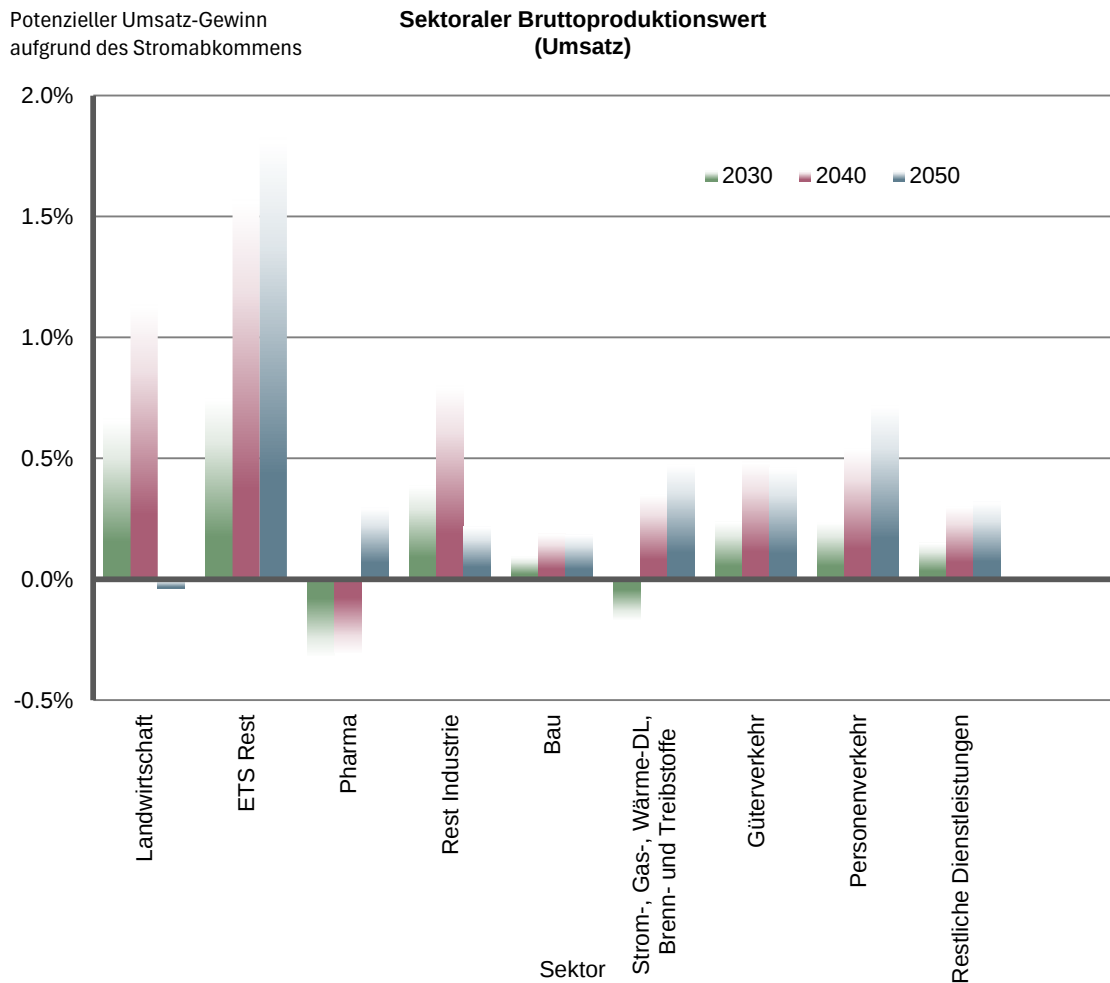
- Potenziell höhere Grenzkapazitäten mit einem Stromabkommen haben positive Auswirkungen auf die Wohlfahrt (vgl. Abbildung C-2). Die Wohlfahrt entspricht den Konsum- und Freizeitmöglichkeiten der Haushalte. Die potenziell höheren Grenzkapazitäten mit einem Stromabkommen würde vor allem die Wohlfahrt für die ärmeren Haushalte verbessern (vgl. Abbildung C-4).
- Die tieferen Strompreise und erhöhte Wirtschaftsaktivität führen zu steigenden Löhnen und einer leichten Zunahme der Beschäftigung (vgl. Abbildung C-2).

⁶⁴ Durchschnittlicher Endkundenpreis über alle Stromkonsumenten (Haushalte und Unternehmen).

Abbildung C-2: Potenzielle Auswirkungen eines Stromabkommens auf den Strompreis und ausgewählte Makrogrößen (Vergleich des Szenarios «Marktkopplung» mit dem Szenario «Keine Kooperation»)

	2030	2040	2050
Strompreis	-6%	-12%	-14%
Wohlfahrt	0.06%	0.10%	0.13%
BIP	0.22%	0.44%	0.48%
Exporte (exkl. Strom)	0.22%	0.52%	0.43%
Importe (exkl. Strom)	0.16%	0.34%	0.34%
Privater Konsum	0.23%	0.43%	0.48%
Löhne	0.23%	0.45%	0.39%
Beschäftigung	0.10%	0.21%	0.21%

Abbildung C-3: Potenzielle Auswirkungen eines Stromabkommens auf den sektoralen Output

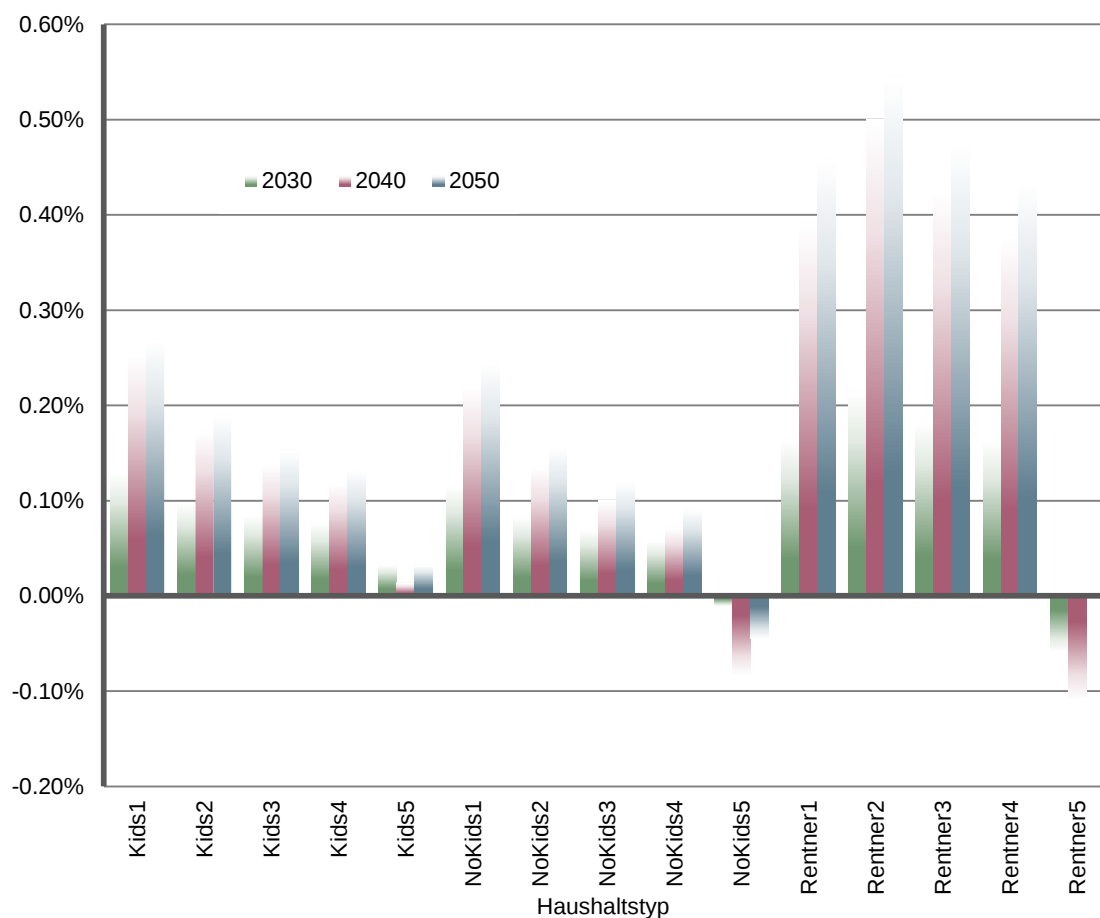


Lesehilfe: Mit welchen Grenzkapazitäten die Schweiz ohne Stromabkommen mit oder ohne technische Kooperation rechnen kann, ist unsicher. Daher ist auch unsicher, wie hoch der Nutzen einer mittels Stromabkommen völkerrechtlich abgesicherten Grenzkapazität ist. Der Farbverlauf in der Abbildung illustriert diese Unsicherheit.

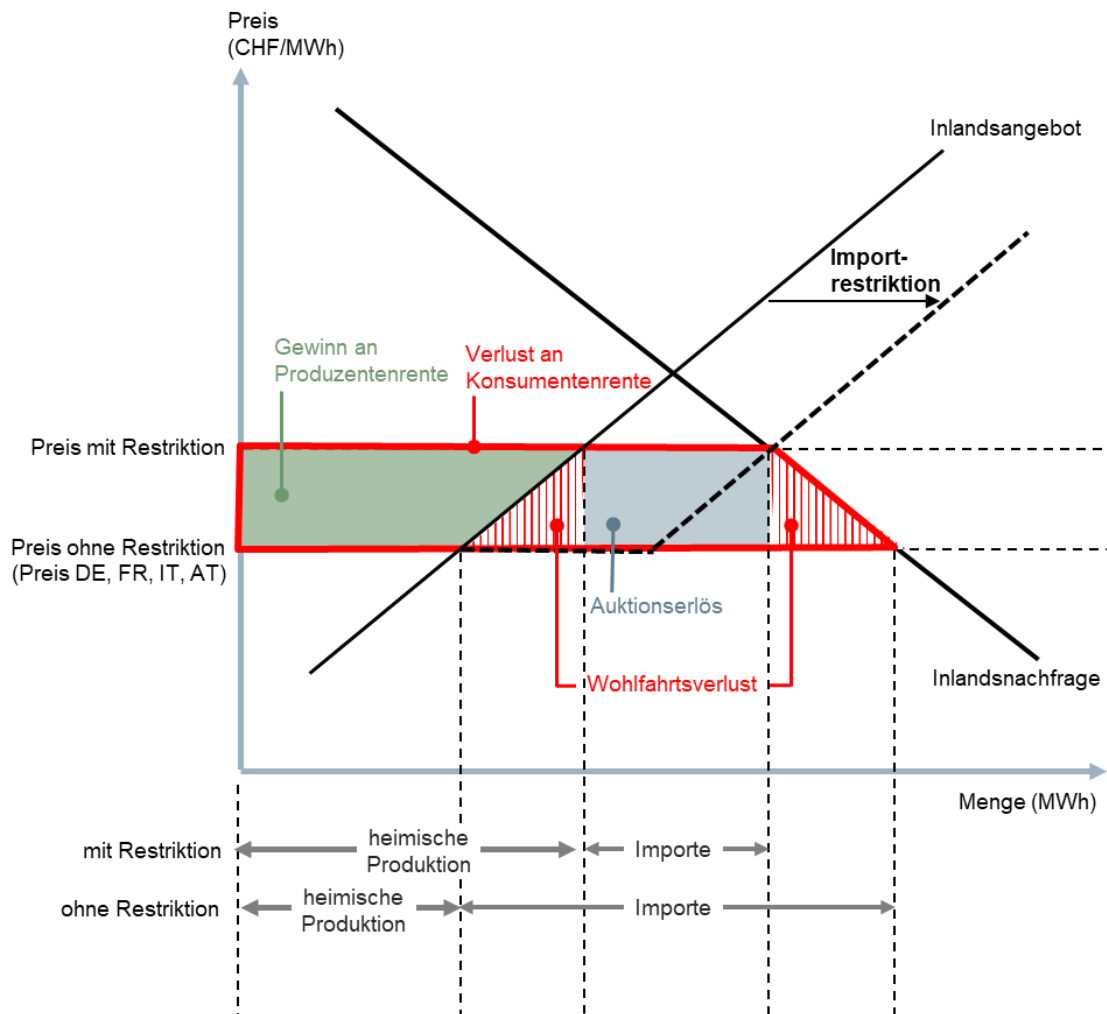
Abbildung C-4: Potenzielle Auswirkungen eines Stromabkommens auf die Haushalte

Potenzieller Wohlfahrts-
gewinn des Stromabkommens

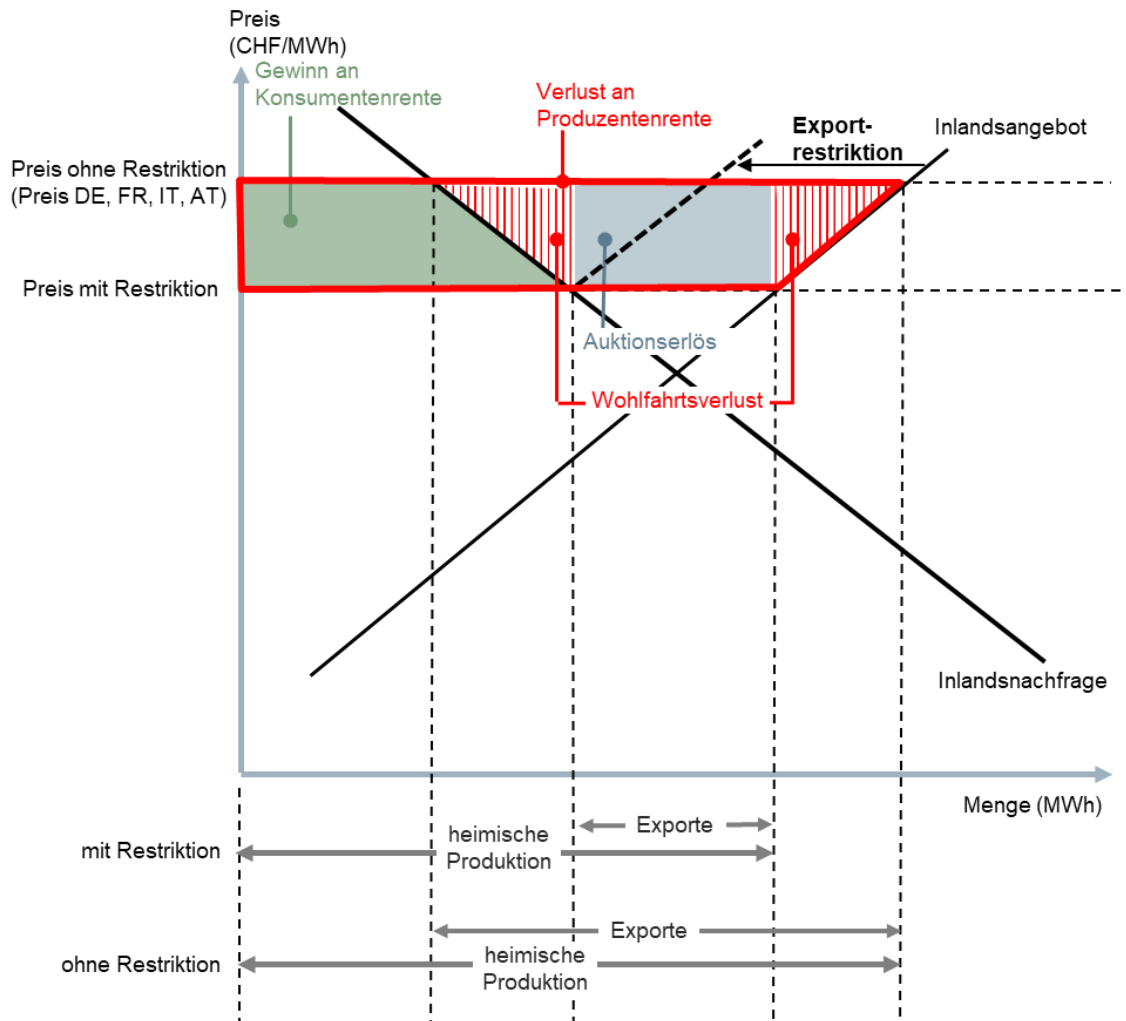
Wohlfahrt nach Haushaltstypen



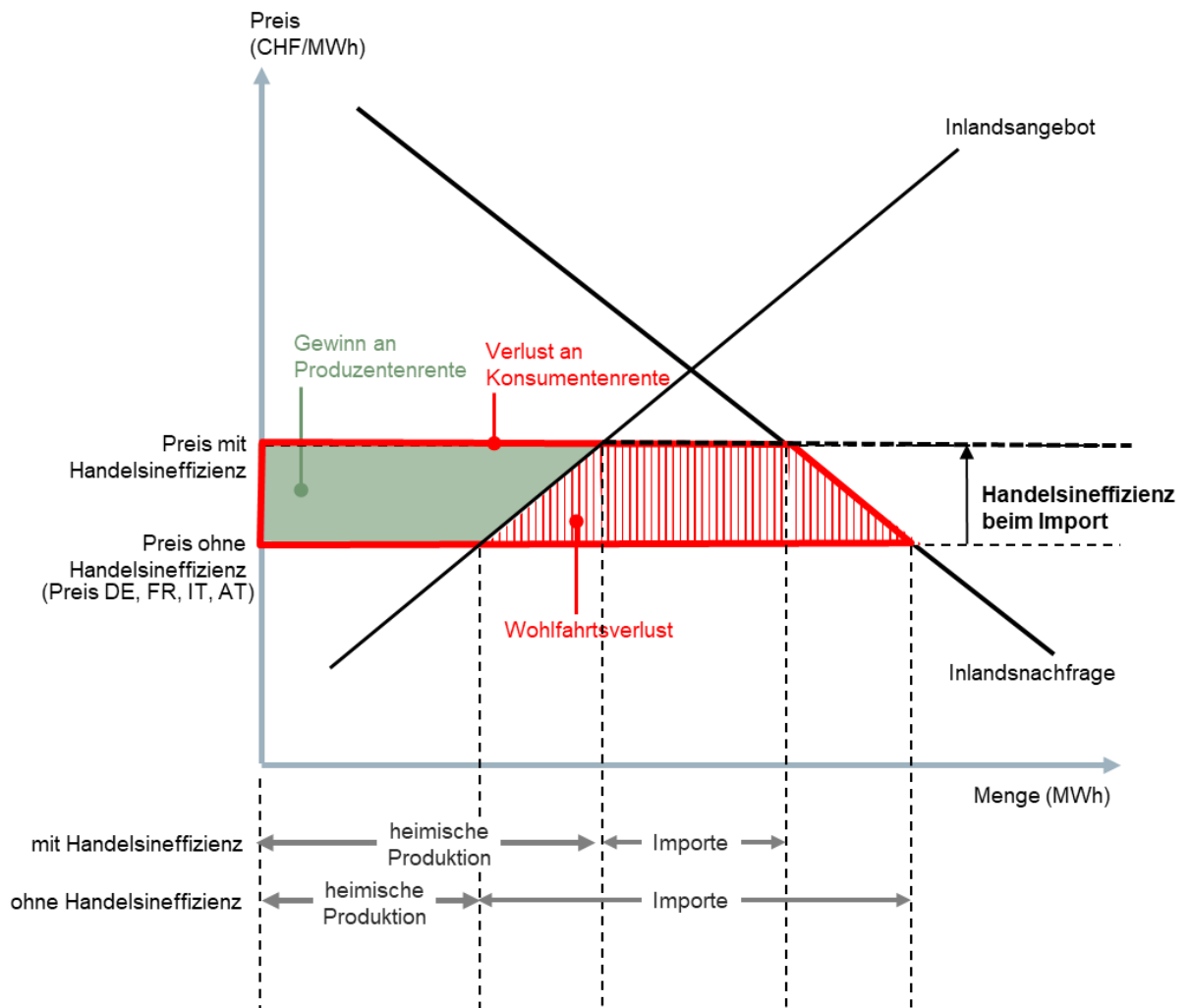
Lesehilfe: Siehe Lesehilfe in der obenstehenden Abbildung.

Abbildung C-5: Importrestriktion: Wirkung einer Beschränkung der Import-Grenzkapazitäten

Lesehilfe: Mit einer Importrestriktion werden die Import-Grenzkapazitäten und damit die Stromimporte mengenmässig restringiert – mit der Restriktion wird also weniger importiert als ohne (Stromimport ↓). Wird der Import restringiert, kann weniger günstiger Strom aus dem Ausland bezogen werden, was steigende Strompreise auf dem heimischen Markt zur Folge hat – «Preis mit Restriktion» ist höher als der «Preis ohne Restriktion» (Strompreis ↑). Aufgrund der im heimischen Markt höheren Strompreise verlieren die heimischen Stromkonsumenten (Konsumentenrente ↓) und im Gegenzug gewinnen die heimischen Stromproduzenten (Produzentenrente ↑). Die knappen Grenzkapazitäten werden auktioniert. Es wird also ein Auktionserlös erzielt. Die Verluste bei den Konsumenten sind grösser als die Gewinne für die Produzenten zusammen mit dem Auktionserlös, was bedeutet, dass die Wohlfahrt sinkt (Wohlfahrt ↓).

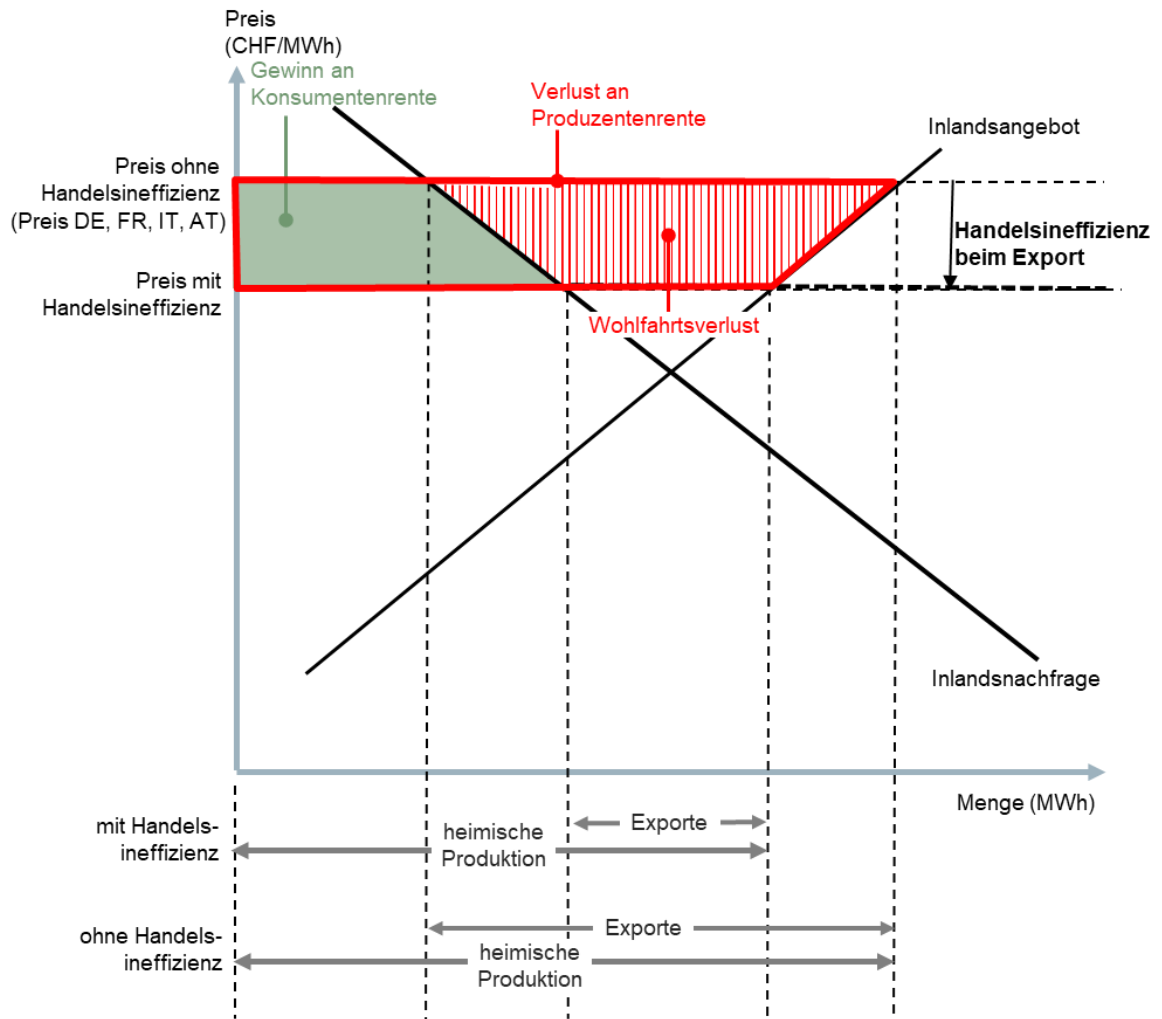
Abbildung C-6: Exportrestriktion: Wirkung einer Beschränkung der Export-Grenzkapazitäten

Lesehilfe: Mit einer Exportrestriktion werden die Export-Grenzkapazitäten und damit die Stromexporte mengenmässig restringiert – mit Restriktion wird also weniger exportiert als ohne (Stromexport $\downarrow$). Wird der Export restringiert, wird der Exportstrom auf dem heimischen Markt angeboten, was sinkende Strompreise auf dem heimischen Markt zur Folge hat – «Preis mit Restriktion» ist tiefer als der «Preis ohne Restriktion» (Strompreis $\downarrow$). Aufgrund der im heimischen Markt tieferen Strompreise profitieren die heimischen Stromkonsumenten (Konsumentenrente $\uparrow$) und im Gegenzug verlieren die heimischen Stromproduzenten (Produzentenrente $\downarrow$). Die knappen Grenzkapazitäten werden auktioniert. Es wird also ein Auktionserlös erzielt. Die Verluste bei den Produzenten sind grösser als die Gewinne für die Konsumenten zusammen mit dem Auktionserlös, was bedeutet, dass die Wohlfahrt sinkt (Wohlfahrt $\searrow$).

Abbildung C-7: Handelsineffizienz beim Import: Wirkung sog. «Eisbergkosten» beim Import

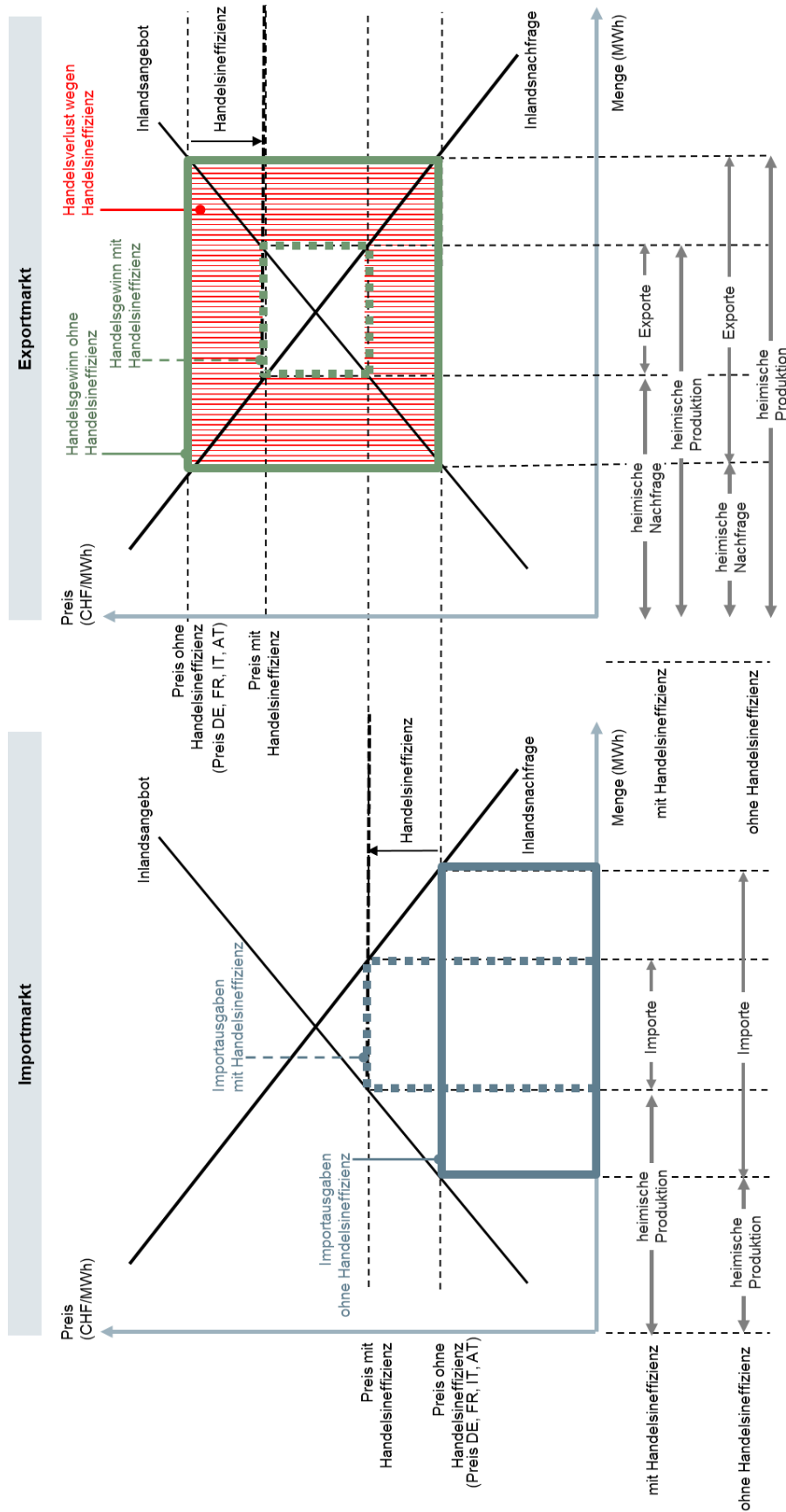
Lesehilfe: Bei einer Handelsineffizienz bei den Importen kann nicht immer dann, wenn die Importpreise tief sind, importiert werden. Der durchschnittliche Importpreis steigt also, was zu steigenden heimischen Strompreisen führt (Strompreis $\uparrow$) – mit Handelsineffizienz wird also weniger importiert und zu höheren Preisen als ohne Restriktion (Stromimport $\downarrow$). Aufgrund der im heimischen Markt höheren Strompreise verlieren die heimischen Stromkonsumenten (Konsumentenrente $\downarrow$) und im Gegenzug gewinnen die heimischen Stromproduzenten (Produzentenrente $\uparrow$). Die Verluste bei den Konsumenten sind grösser als die Gewinne für die Produzenten, was bedeutet, dass die Wohlfahrt sinkt – und zwar stärker als bei einer Importrestriktion, da kein Auktionserlös erzielt wird (Wohlfahrt $\downarrow$).

Abbildung C-8: Handelsineffizienz beim Export: Wirkung sog. «Eisbergkosten» beim Export



Lesehilfe: Bei einer Handelsineffizienz bei den Exporten kann nicht immer dann, wenn die Exportpreise hoch sind, exportiert werden. Es wird weniger exportiert (Stromexport ↓) und der Exportstrom wird auf dem heimischen Markt angeboten, was sinkende Strompreise auf dem heimischen Markt zur Folge hat – «Preis mit Handelsineffizienz» ist tiefer als der «Preis ohne Handelsineffizienz» (Strompreis ↓). Aufgrund der im heimischen Markt tieferen Strompreise profitieren die heimischen Stromkonsumenten (Konsumentenrente ↗) und im Gegenzug verlieren die heimischen Stromproduzenten (Produzentenrente ↓). Die Verluste bei den Produzenten sind grösser als die Gewinne für die Konsumenten, was bedeutet, dass die Wohlfahrt sinkt – und zwar stärker als bei einer Importrestriktion, da kein Auktionserlös erzielt wird (Wohlfahrt ↓).

Abbildung C-9: Potenzieller Handelsgewinn



Lesehilfe: Die beiden Abbildungen illustrieren den **Handelsverlust** (rot schraffierte Fläche) von Handelsineffizienzen an einem stark vereinfachten Beispiel: Es wird davon ausgegangen, dass bei möglichst tiefen Preisen importiert, der importierte Strom mit Pumpspeicherkraftwerken veredelt und dann ohne Verluste bei hohen Exportpreisen exportiert wird (Pumpverluste bzw. Kosten für die Stromveredelung gibt es in diesem vereinfachten Beispiel nicht).

Die linke Abbildung zeigt den **Importmarkt**: Ohne Handelsineffizienzen kann die Schweiz mehr Strom zu tieferen Preisen importieren (illustriert am blau umrandeten Rechteck, welches die Ausgaben für die Importe zeigt). Bei Handelsineffizienzen, bspw. weil zeitlich nicht mehr genau dann importiert werden kann, wenn die Preise tief sind, wird die Schweiz weniger Strom zu höheren Kosten importieren (illustriert am blau und gepunktet umrandeten Rechteck, welches wiederum die Ausgaben für die teureren Importe zeigt).

Die rechte Abbildung zeigt den **Exportmarkt**: Ohne Handelsineffizienzen kann die Schweiz den veredelten Importstrom dann exportieren, wenn die Handelspreise hoch sind. Das grün umrandete Rechteck zeigt den Handelsgewinn, sofern keine Handelsineffizienzen bestehen. Der Handelsgewinn entspricht dem Exporterlös (exportierte Menge multipliziert mit dem Preis) abzüglich der Ausgaben für den Import. Eine analoge Betrachtung kann man auch für die Situation mit Handelsineffizienzen machen: Das grün und gepunktet umrandete Rechteck entspricht dem Handelsgewinn bei einer Situation mit Handelsineffizienzen. Die Differenz aus den Handelsgewinnen mit und ohne Handelsineffizienzen entspricht dabei dem Handelsverlust, mit dem die Schweiz bei Handelsineffizienzen rechnen muss.

Anhang D: Umweltauswirkungen

Umweltkriterien

Gemäss dem VOB-Leitfaden (Volkswirtschaftliche Beurteilung von Umweltmassnahmen) des BAFU⁶⁵, sind folgende Umweltkriterien relevant, um Auswirkungen auf die Umwelt zu beurteilen:

Abbildung D-1: Übersicht Umweltkriterien

Umweltkriterium	Beschreibung
U1 Klima*	Ist die Massnahme in Einklang mit den Klimazielen der Schweiz; Treibhausgasemissionen inklusive graue CO ₂ -Emissionen und die daraus resultierenden Folgen. Betrifft die Ökosystemleistung CO ₂ -Speicherung.
U2 Natürliche Vielfalt	Erhalten der Vielfalt der Arten, Gene, Lebensräume und Landschaften. Betrifft alle Ökosystemleistungen; gleichzeitig hat die Existenz der Vielfalt auch unabhängig von ihrer Nutzung einen Existenz- und Vermächtniswert.
U3 Natürliche Produktion	Nachhaltige Nutzung von Rohstoffen und der natürlichen Ressourcen Wasser, Boden, biotische Produktionsfaktoren für die Landwirtschaft, Wälder und Holz, genetische Ressourcen und biochemische Wirkstoffe. Inwertsetzung der Landschaft sowie hochwertiger Wohngegenden und Tourismusgebiete; Abbau bzw. Speicherung von Reststoffen. Dazu gehören auch die Versorgung, die Regenerierung und kulturelle Dienstleistungen im Zusammenhang mit diesen natürlichen Ressourcen. Betrifft die Ökosystemleistungen natürliches Angebot an Trink- und Brauchwasser; Bestäubung; fruchtbarer Boden, Futterpflanzen und organische Dünger, Holzzuwachs, Wildtiere und Fische für die kommerzielle Nutzung, touristisch wertvolle Landschaften, erneuerbare Energien, genetische Ressourcen und biochemische Wirkstoffe, Abbau bzw. Speicherung von Reststoffen.
Z2 Ausland	Einflüsse bei allen Kriterien, die nicht in der Schweiz anfallen.

Quelle: BAFU (2023), VOB-Leitfaden.

* Eingrenzung: Hinsichtlich der Klimawirkung ist wichtig zu beachten:

- Aufgrund des heute nahezu CO₂-freien Stromproduktionsmix der Schweizer Stromerzeugungsanlagen und der im Emissionshandelssystem gedeckelten CO₂-Emissionen werden im Folgenden **keine Potenziale für die Reduktion von Treibhausgasemissionen** bei der **Stromproduktion** dank dem *Ausbau* von Stromerzeugungsanlagen auf der Basis erneuerbarer Energien geltend gemacht (weder in der Schweiz noch durch Exporte im Ausland).
- Darüber hinaus können im Rahmen dieser Studie **keine Aussagen über den Strommix der Stromimporte aus der EU** gemacht werden. Obwohl davon auszugehen ist, dass bis 2050 ein Teil des importierten Stroms aus Gaskraftwerken stammen kann, werden einem erhöhten Stromimport aus der EU im Rahmen dieser Studie keine negativen Umwelteffekte zugeschrieben.

⁶⁵ BAFU (2023), VOB-Leitfaden.

Wirkungskanäle und Auswirkungen

Für eine (grobe) qualitative Beurteilung der Umweltwirkungen des Stromabkommens EU-CH sind folgende Bestandteile des Abkommens relevant:

- **Marktkopplung und völkerrechtliche Absicherung der Grenzkapazitäten:** Dieser Bestandteil des Abkommens kann einerseits dazu führen, dass die Schweiz **weniger Ausbau von Infrastruktur für Stromproduktion im Inland** benötigt. Das liegt daran, dass sie in den Stromhandel mit der EU eingebunden ist. Die Einführung des Flow-Based Market Coupling (FBMC) verbessert den Stromhandel zudem sowohl innerhalb der EU als auch zwischen der EU und der Schweiz. Diese Effizienzsteigerung ermöglicht eine optimale Nutzung der grenzüberschreitenden Stromkapazitäten. Weiter verhindert die Einbindung der CH in das FBMC auch ungeplante Stromflüsse, was zu einem geringeren Ausbau von Netzinfrastuktura führt, und damit ebenfalls zu geringeren Netzkosten sowie tieferen Strompreisen in der CH. Diese Effekte führen somit insgesamt zu einem **geringen Ausbau von Infrastruktur** sowie **tieferen Strompreisen** in der CH (und der EU).
- **Zugang zu EU-Regelenergiemärkten und EU-Systemdienstleistungen:** Der Zugang den EU-Regelenergiemärkten und EU-Systemdienstleistungen bedeutet, dass die Schweiz die benötigte Regelenergie und weitere Dienstleistungen nicht im Inland bereitstellen muss. Daher würde ein Stromabkommen mit der EU zu **leicht tieferen Strompreisen** führen.

Eingrenzung: Für folgende Punkte/Themen bzw. Wirkungskanäle können im Rahmen dieser Studie keine Aussagen gemacht werden, da die dazu erforderlichen Grundlagenarbeiten nicht vorliegen:

- **Kraftwerkstechnologien für den Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion:** Für den zusätzlich benötigten Ausbau der erneuerbaren Energien – in einer Situation ohne Stromabkommen mit der EU (z.B. unter Szenario «Keine Kooperation») – können keine Aussagen darüber getroffen werden, welche spezifischen Technologien oder erneuerbaren Energien (z. B. Solar, Wind oder Biomasse) in einer Situation ohne Stromabkommen priorisiert oder ausgebaut würden.
- **Netzausbau und -verstärkung:** Die Studie berücksichtigt den erforderlichen Ausbau oder die Verstärkung des Stromnetzes für die untersuchten Szenarien nicht – entsprechende Umwelteffekte werden hier also nicht erwähnt.
- **Strommix im Ausland:** Eine detaillierte Analyse des Strommixes bzw. der Infrastruktur im Ausland wurde in dieser Studie nicht durchgeführt, grundsätzlich wird davon ausgegangen, dass die EU ihr Energiesystem bis 2050 dekarbonisiert. Jedoch kann keine Bewertung vorgenommen werden, inwieweit bzw. zu welchen Anteilen es sich bei den Stromimporten aus der EU um aus Gaskraftwerken erzeugten Strom handelt. Für die Beurteilung der Umweltwirkungen wird daher die vereinfachende Annahme getroffen, dass die Umwelteffekte der Stromerzeugung sowie der dazugehörigen Infrastruktur im Inland und im Ausland vergleichbar sind und es sich dabei um Infrastruktur für die Erzeugung von erneuerbarem Strom handelt.

Durch die oben aufgeführten für die Umweltbeurteilung relevanten Bestandteile lassen sich die folgenden (potenziellen) Wirkungen bzw. Wirkungskanäle durch ein Stromabkommen mit der EU ableiten (vgl. Abbildung 5-7):

1. **Weniger Energieproduktionskapazitäten im Inland erforderlich:** Durch das Abkommen kann die Schweiz Strom effizient über den europäischen Markt importieren und exportieren, wodurch ein Teil des Strombedarfs (zu bestimmten Zeiten) durch Importe gedeckt werden kann. Dies reduziert die Notwendigkeit, eigene erneuerbare Energiequellen stärker (als gemäss den aktuellen gesetzlichen Zielen) auszubauen. Somit sind auch die **Strompreise tiefer** (als in einer Situation ohne Stromabkommen).
2. **Höhere Effizienz durch die Marktkopplung:** Die Einführung des Flow-Based Market Coupling (FBMC) verbessert den Stromhandel zwischen der EU und der Schweiz. Diese Effizienzsteigerung ermöglicht eine optimale Nutzung der grenzüberschreitenden Stromkapazitäten und führt zu einem vermutlich leicht reduzierten erforderlichen Ausbau der Energieinfrastruktur und somit tieferen Strompreisen insgesamt (Ebene EU + CH).
3. **Indirekter Rückkoppelungseffekt (u.a. höhere Stromnachfrage durch tiefere Strompreise):** Da die Nachfrage nach Strom beispielsweise üblicherweise negativ von seinem Preis abhängt (Preiselastizität), würde eine Preissenkung tendenziell die Stromnachfrage erhöhen. In einem Szenario mit Stromabkommen bleiben die Preise tendenziell niedriger, was den Stromkonsum auf einem höheren Niveau hält. Ohne Stromabkommen dürften die Strompreise jedoch aufgrund des zusätzlichen Ausbaus von Stromproduktionskapazitäten steigen, was zu einer geringeren Stromnachfrage führen dürfte. Ausserdem vereinfachen die gestärkte Versorgungssicherheit sowie tiefere Strompreise die Elektrifizierung von Wärme und Mobilität und unterstützen somit die Erreichung des Netto-Null Ziels.

Diese verschiedenen partialanalytischen und volkswirtschaftlichen Effekten führen zu verschiedenen Umwelteffekten, unter anderem aufgrund des unterschiedlich hohen Ausbaus von Infrastruktur zur Stromerzeugung. Denn grundsätzlich hat jeder Ausbau von Infrastruktur zur Stromerzeugung, auch auf Basis erneuerbarer Energien, unvermeidlich negative Umweltwirkungen:

- Durch die installierten Anlagen vorrangig auf die **Naturräume/Artenvielfalt** (Biodiversität, Landschaft, Flächennutzung)
- Durch die Herstellung, Installation und Entsorgung (nicht aber den Betrieb) der Anlagen entstehen negative Auswirkungen auf das **Klima** (Treibhausgasemissionen)

Literaturverzeichnis

ACER (2014)

Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2014. <https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2024/05/MMR-2014.pdf>

ACER (2021)

Market Monitoring Report 2019 – Electricity Wholesale Markets Volume.

ACER (2022)

ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design.

ACER (2022)

Security of EU electricity supply in 2021, Technical Report, European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators, 2022.

https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_Security_of_EU_Electricity_Supply_2021.pdf

ACER (2024)

2024 Market Monitoring Report. Energy retail - Active consumer participation is key to driving the energy transition: how can it happen?

Bericht des Bundesrates (2023)

Wasserstoff. Auslegeordnung und Handlungsoptionen für die Schweiz. Bericht des Bundesrats in Erfüllung des Postulates 20.4709 Candinas, 18.12.2020:

<https://www.newsd.admin.ch/newsd/message/attachments/84123.pdf>

Bundesamt für Bevölkerungsschutz (BABS) (2020)

Gefährdungsdossier Stromausfall der nationalen Risikoanalyse «Katastrophen und Notlagen Schweiz».

Bundesamt für Energie (BFE) (2017)

Zuständigkeiten im Bereich der Stromversorgungssicherheit. Bericht zu Händen der UREK-N.

Bundesamt für Umwelt (BAFU) (2023)

VOBU - Volkswirtschaftliche Beurteilung von Umweltmassnahmen. Leitfaden.

https://www.bafu.admin.ch/dam/bafu/de/dokumente/wirtschaft-konsum/fachinfo-daten/leitfaden_volkswirtschaftlichebeurteilungvonumweltmassnahmenvobu.pdf.download.pdf/leitfaden_volkswirtschaftlichebeurteilungvonumweltmassnahmenvobu.pdf

Bundesrat (2024).

Wasserstoffstrategie für die Schweiz.

CEPA (2018)

Study on the Estimation on the Value of Lost Load of Electricity Supply in Europe. Study for Agency for the Cooperation of Energy Regulators.

https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/en/Electricity/Infrastructure_and_network%20development/Infrastructure/Documents/CEPA%20study%20on%20the%20Value%20of%20Lost%20Load%20in%20the%20electricity%20supply.pdf

Consentec, neon (2018)

Nodale und zonale Strompreissysteme im Vergleich. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.

da Silva, P. P.; P.A. Cerqueira (2017)

Assessing the determinants of household electricity prices in the EU: a system-GMM panel data approach. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 73, 1131–1137.

Ecoplan (2017)

Volkswirtschaftliche Auswirkungen eines Wegfalls der Schengen-Assoziierung der Schweiz. Studie im Auftrag der Direktion für europäische Angelegenheiten DEA, des Staatssekretariats für Migration SEM und des Bundesamts für Justiz BJ.

Ecoplan (2022)

Energieperspektiven 2050+: Volkswirtschaftliche Auswirkungen. Analyse mit einem Mehrländer-Gleichgewichtsmodell – Annahmen, Szenarien, Ergebnisse. Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie.

Ecoplan (2025)

Volkswirtschaftliche Auswirkungen eines Wegfalls der Bilateralen I. Aktualisierung der Ecoplan-Studie 2015. Studie im Auftrag des Staatssekretariats für Wirtschaft SECO.

EDA Eidgenössisches Departement für auswärtige Angelegenheiten (2024)

Umfrage im EU-Aussennetz zur Strommarktöffnung (Kleinkundenmarkt).

ElCom (2024a)

Bericht Regelleistung und Regelenergie 2023.

ElCom (2024b)

Berücksichtigung des Schweizer Netzes in der Kapazitätsberechnung der EU. Einigung mit Core für die Day-Ahead-Kapazitätsberechnung.

ENTSO-E (2022)

TYNDP 2022 Scenario Report, Version. April 2022, Technical Report, 2022.

ENTSO-E (2022b)

4th ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects.

https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/CBA/CBA4/221215_CBA4-Guideline_v1.0_for-public-consultation.pdf

Europäisches Parlament und Rat (2019)

Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt.

- Fraunhofer ISE (2024)
Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien.
- Fraunhofer ISI, REP, Consentec und r2b energy consulting (2019)
Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.
- Frontier Economics & FOREMAET Services GmbH (2014)
Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit? Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi).
- Frontier Economics (2021)
Analyse Stromzusammenarbeit CH-EU.
- Frontier Economics (2024)
Grundversorgung und Preisregulierung in ausgewählten Ländern der EU. Kurzgutachten im Auftrag des Bundesamts für Energie.
- Infras (2013)
Energiestrategie 2050: Umweltanalyse und Bewertung von Technologien zur Stromerzeugung.
- International Association for Engineering Without Borders (2023)
Impacts of Electricity Liberalisation in the European Union. <https://esf-cat.org/wp-content/uploads/2023/11/Impacts-Electricity-Liberalisation-European-Union-ENG.pdf>
- Kachirayil, F., Huckebrink, D., Bertsch, V., & McKenna, R. (2025)
Trade-offs between system cost and supply security in municipal energy system design: An analysis considering spatio-temporal disparities in the Value of Lost Load. *Applied Energy*, 381, 124896.
- Kishimoto, J.; M. Goto; K. Inoue (2017)
Do acquisitions by electric utility companies create value? Evidence from deregulated markets. *Energy Policy*, 105, 212–224.
- Marcucci A., G. Guidati (2023)
CROSS Scenarios v2022-09, Modelling protocol, SWEET-CoSi.
- Osman, A. I., Chen, L., Yang, M., Msigwa, G., Farghali, M., Fawzy, S., ... & Yap, P. S. (2023)
Cost, environmental impact, and resilience of renewable energy under a changing climate: a review. *Environmental chemistry letters*, 21(2), 741-764.
- Polynomics und EBP (2022)
Auswirkungen einer starken Elektrifizierung und eines massiven Ausbaus der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien auf die Schweizer Stromverteilnetze.
- Polynomics, E-Bridge und EPFL (2023)
Rahmenbedingungen für Wasserstoff in der Schweiz. Schlussbericht Phase 1 des Studienprojekts. <https://www.strom.ch/system/files/media/documents/20230914-rahmenbedingungen-wasserstoff-schweiz-schlussbericht.pdf>

- r2b energy consulting, Consentec, Fraunhofer ISI, TEP Energy (2019)
Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten. Studie im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/definition-und-monitoring-der-versorgungssicherheit-an-den-europaeischen-strommaerkten.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- Schröder, T., & Kuckshinrichs, W. (2015)
Value of lost load: An efficient economic indicator for power supply security? A literature review. *Frontiers in energy research*, 3, 158549.
- Swiss Economics (2015)
Strommarktöffnung in der EU und Folgerungen für die Schweiz.
- Swissgrid (2021)
Factsheet International Grid Control Cooperation (IGCC).
- Swissgrid (2022a)
Factsheet 70%-Kriterium der EU.
- Swissgrid (2022b)
Factsheet MARI und PICASSO – Europäische Plattformen für die gemeinsame Vorhaltung von Regelleistung.
- Trinomics und Artelys (2023)
Power System Flexibility in the Penta region – Current State and Challenges for a Future Decarbonised Energy System, und Consentec.
- Van Liedekerke, Ambra; Blazhe Gjorgiev; Jonas Savelsberg; Xin Wen; Jérôme Dujardin; Ali Darudi; Jan-Philipp Sasse; Evelina Trutnevyte; Michael Lehningd; Giovanni Sansavinia (2025)
Policy-relevance of a model inter-comparison: Switzerland in the European energy transition, *Applied Energy* 391 (2025) 125906
- VSE (2025)
Energiezukunft 2050 – Resiliente Stromversorgung: Gesamtsystem fit machen für neue Realitäten (Update EZ2050 - Erläuterungsbericht). Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE, Aarau. URL: www.energiezukunft2050.ch
- Weigt, Hannes; Turhan Demiray; Christoph Maurer; Alexander Fuchs, Ali Darudi (2022)
Modellierung der Erzeugungs- und Systemkapazität (System Adequacy) in der Schweiz im Bereich Strom 2022. Studie im Auftrag des Bundesamts für Energie.