



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom
Fachsekretariat

Stromversorgungssicherheit Schweiz 2025

Studie beauftragt von ElCom und BFE

Bern, Oktober 2021

WARUM DIESE STUDIE?

Seit 2007 verhandelt die Schweiz mit der EU über ein Stromabkommen. 2018 fand die letzte Verhandlungsrunde statt. Seither liegt das Stromabkommen auf Eis, denn die EU verknüpft es mit dem Zustandekommen eines institutionellen Abkommens. Seit Anfang 2020 analysiert das Bundesamt für Energie BFE die Auswirkungen eines fehlenden Stromabkommens auf die Netzsicherheit und auf die Versorgungssicherheit der Schweiz. Gemeinsam mit einer Begleitgruppe aus Fachpersonen der Eidgenössischen Elektrizitätskommission ElCom, dem nationalen Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid und des Verbands Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE beauftragte das BFE das Beratungsunternehmen Frontier Economics, zusammen mit der Technischen Universität Graz eine Studie zu erarbeiten. Darin werden die Auswirkungen verschiedener Zusammenarbeitsszenarien analysiert.

Am 26. Mai 2021 hat der Bundesrat die Verhandlungen mit der EU über ein institutionelles Abkommen abgebrochen. Es ist damit zu rechnen, dass deshalb auch das Stromabkommen nicht oder nicht innert nützlicher Frist zustande kommt. Die Resultate der Studie «Analyse Stromzusammenarbeit Schweiz-EU» gewinnen damit an unmittelbarer Bedeutung.

WARUM IST DIE SITUATION OHNE STROMABKOMMEN PROBLEMATISCH FÜR DIE SCHWEIZ?

- ▶ Die Schweiz ist mit über 40 grenzüberschreitenden Stromleitungen eng mit dem europäischen Übertragungsnetz verbunden. Diese enge Verbindung ist ein wichtiger Pfeiler für die **Stromversorgungssicherheit** und auch für die Wirtschaftlichkeit unserer Stromversorgung: Bei Bedarf kann die Schweiz Strom importieren, Überschüsse kann sie exportieren.
- ▶ Die Schweiz liegt mitten im europäischen Stromnetz. Sie ist deshalb ein Stromtransit-Korridor für den Stromhandel unserer Nachbarländer. Beispielsweise importiert Italien Strom aus Deutschland, der durch die Schweiz fließt. Solche Transite sind im Voraus geplant und werden durch die Grenzkapazitäten (Net Transfer Capacity NTC) limitiert. Sie können deshalb vom Schweizer Übertragungsnetzbetreiber gut gehandhabt werden. Problematisch sind jedoch die ungeplanten Transite (Loopflows). Etwa wenn im Handelssystem der flussbasierten Marktkopplung (Flow-Based Market Coupling FBMC) Strom von Frankreich nach Deutschland geliefert wird. Bis zu 30% des zwischen Deutschland und Frankreich gehandelten Stroms fließt durch die Schweiz. Diese ungeplanten Transitflüsse im schweizerischen Übertragungsnetz sind heute schon hoch. Sie werden in den nächsten Jahren weiter zunehmen und unser Übertragungsnetz zusätzlich belasten.
- ▶ Grund dafür ist die Gesetzgebung, mit der die EU den europäischen Strom-Binnenmarkt reguliert. Die EU hat diese Regulierung in den letzten 25 Jahren stark weiterentwickelt. Der jüngste Schritt ist das Clean Energy Package. Es ist 2020 in Kraft getreten. Es legt neue Regeln für den Stromhandel und den technischen Netzbetrieb fest. Ziel ist, den Stromaustausch in der ganzen EU zu optimieren und so auch Preisunterschiede zwischen den Ländern zu reduzieren.
- ▶ Die Schweiz kann als Drittland ohne Stromabkommen nicht bei der Festlegung dieser Regeln mitreden. Sie ist aus den Entscheidungsgremien der EU ausgeschlossen oder hat nur eine Beobachterrolle. Der weiterentwickelte europäische Strom-Binnenmarkt berücksichtigt die Bedürfnisse der Schweiz nicht. Sie muss aber viele der neuen Regeln trotzdem übernehmen, beispielsweise Vorschriften für die Netzsicherheit.

↻ Versorgungssicherheit ¹

Sie 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.

¹ «Zuständigkeiten im Bereich der Stromversorgungssicherheit», 2017

- ▶ Als Drittland ist die Schweiz von den Mechanismen und Marktplattformen im europäischen Stromhandel ausgeschlossen. So kann sie nicht am **FBMC** teilnehmen. Mit dem FBMC werden die nur begrenzt vorhandenen Übertragungskapazitäten zwischen verschiedenen Ländern optimal ausgenutzt. Dabei wird eine über die Grenzen gehandelte Strommenge direkt mit der dafür erforderlichen Netzkapazität verknüpft. Die am FBMC teilnehmenden EU-Mitgliedländer müssen also die Durchleitung des Stroms nicht separat erwerben. Die Schweiz schon. Das ist umständlicher und teurer. Zur Umsetzung des FBMC hat die EU die verschiedenen Länder in Kapazitätsberechnungsregionen aufgeteilt. In diesen Regionen werden die Netzkapazitäten an den Grenzen berechnet und zugeteilt. Die Schweiz wird bei diesen Berechnungen nicht berücksichtigt.
- ▶ Durch den Ausschluss aus dem FBMC entstehen den Schweizer Stromunternehmen nicht nur mehr Aufwand und höhere Kosten beim Stromhandel. Es kommt auch zunehmend zu ungeplanten Stromflüssen im Schweizer Übertragungsnetz und damit zu Netzengpässen. Dadurch werden die Importkapazitäten der Schweiz beschnitten und die Netzstabilität gefährdet. Um das Netz stabil zu halten, muss der schweizerische Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid immer öfter eingreifen. Zum Beispiel, indem Energie aus Wasserkraft für **Redispatch-Massnahmen** eingesetzt wird. Diese Energie steht dann für die Stromversorgung der Verbraucher nicht mehr zur Verfügung. Das ist aus Versorgungssicht problematisch und es ist teuer.
- ▶ 2025 bringt das Clean Energy Package eine weitere Herausforderung. Bis spätestens 31.12.2025 müssen alle europäischen Übertragungsnetzbetreiber mindestens 70% der für den grenzüberschreitenden Handel relevanten Kapazitäten für diesen freihalten. Die Handelskapazitäten mit der Schweiz dürfen von unseren Nachbarländern aus Sicht der EU-Kommission nicht zu den 70% angerechnet werden. Das wäre nur mit einem Stromabkommen oder mittels Verträgen zwischen allen beteiligten Übertragungsnetzbetreiberinnen möglich. Diese 70%-Regel könnte die Importkapazitäten der Schweiz einschränken. Zudem könnte sie die Netzbelastung erhöhen und so die Netzstabilität in der Schweiz gefährden.
- ▶ Auch die Teilnahme der Schweiz an weiteren wichtigen Handelsplattformen der EU ist künftig gefährdet. Dazu gehören beispielsweise die Handelsplattformen für Regelenergie TERRE (Trans European Replacement Reserve Exchange), MARI (Manually Activated Reserves Initiative) oder PICASSO (Platform for the International Coordination of the Automatic frequency restoration process and Stable System Operation).

↻ Flow Based Market Coupling FBMC

Mit der flussbasierten Marktkopplung werden Marktgebiete effizient miteinander verknüpft und die realen Stromflüsse bestmöglich mitberücksichtigt. Denn durch die physische Verbindung der verschiedenen nationalen Stromnetze nimmt der Strom ungeachtet von Marktgrenzen stets den kürzesten Weg vom Produzenten zum Verbraucher. Die Marktkopplung führt auch zu einer Angleichung der Preise in den teilnehmenden Ländern.

↻ Redispatch und betriebliche Massnahmen

Netzengpässe können die Netzstabilität gefährden. Deshalb müssen diese jederzeit unter Kontrolle gehalten werden. Ein Mittel dazu ist neben betrieblichen Massnahmen (wie z.B. Schalthandlungen) der sogenannte «Redispatch». Damit greift Swissgrid in die Einsatzplanung der Kraftwerke ein und weist diese an, mehr oder weniger Strom zu produzieren.

- ▶ Eine Klausel im Grundlagenvertrag der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (Synchronous Area Framework Agreement, SAFA) ermöglicht es Swissgrid, mit den europäischen Übertragungsnetzbetreibern Verhandlungen aufzunehmen. Diese Verhandlungen sind schon im Gange. Falls sie erfolgreich sind, könnte die Schweiz trotz fehlendem Stromabkommen an der grenzüberschreitenden technischen Koordination des europäischen Stromsystems zumindest teilweise mitwirken.

- ▶ Die Schweiz und auch die europäischen Länder sind daran, ihre Stromproduktion aus erneuerbaren Energien stark auszubauen. Im Gegenzug werden Kohle- und Kernkraftwerke abgestellt. Auch das hat Auswirkungen auf die Stromflüsse im europäischen Stromnetz und damit auf die Netzsicherheit und Versorgungssicherheit der Schweiz.

WIE WURDEN DIE ANALYSEN GEMACHT?

In verschiedenen Szenarien wurden die Netzsicherheit und die Versorgungssicherheit der Schweiz im Jahr 2025 untersucht. Warum 2025? Ab Ende 2025 müssen alle europäischen Übertragungsnetzbetreiber 70% der für den grenzüberschreitenden Handel relevanten Kapazitäten für diesen freihalten. Ohne Stromzusammenarbeit mit der EU und den Nachbarländern wirkt sich das unmittelbar auf die Schweiz aus: Sie könnte im Winter nicht bedarfsgerecht Strom importieren und die Netzsicherheit könnte durch hohe ungeplante Stromflüsse durch unser Land gefährdet werden. Die neue Zuteilung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten hat zudem auch wirtschaftliche Auswirkungen.

Für die Simulation des Strommarkts und des Stromnetzes im Jahr 2025 wurden in der Studie verschiedene Annahmen getroffen. Beispielsweise zu den Brennstoff- und CO₂-Preisen, zur Stromnachfrage, zum Stromangebot und zum Volumen des Stromaustauschs. Auch zum 2025 geltenden Regulierungsrahmen in der Schweiz und der EU wurden Annahmen getroffen. Wichtig ist aber, dass hier noch einiges im Wandel ist. So kann beispielsweise die 70%-Regel unterschiedlich interpretiert oder bis 2025 noch angepasst werden. Zudem ist noch unklar, wann Italien FBMC umsetzen wird (in der Studie wurde 2025 angenommen). Für den Schweizer Strommarkt wurde angenommen, dass die im «Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien» vorgesehene strategische Reserve 2025 umgesetzt wird. Dieses Bundesgesetz wird ab Winter 2021 im Parlament beraten.

DIE UNTERSUCHTEN SZENARIEN

Eines der Szenarien zeigt die Situation mit einem Stromabkommen, wie es geplant war. Die anderen Szenarien zeigen die Alternativen: Eine Stromzusammenarbeit, die durch Verträge mit den einzelnen Übertragungsnetzbetreibern der europäischen Länder geregelt wird und ein Szenario ohne jegliche Stromzusammenarbeit mit den Nachbarländern. Und schliesslich gibt es ein «Status Quo» Szenario. Dieses ist allerdings theoretischer Natur und dient nur als Vergleichsbasis.

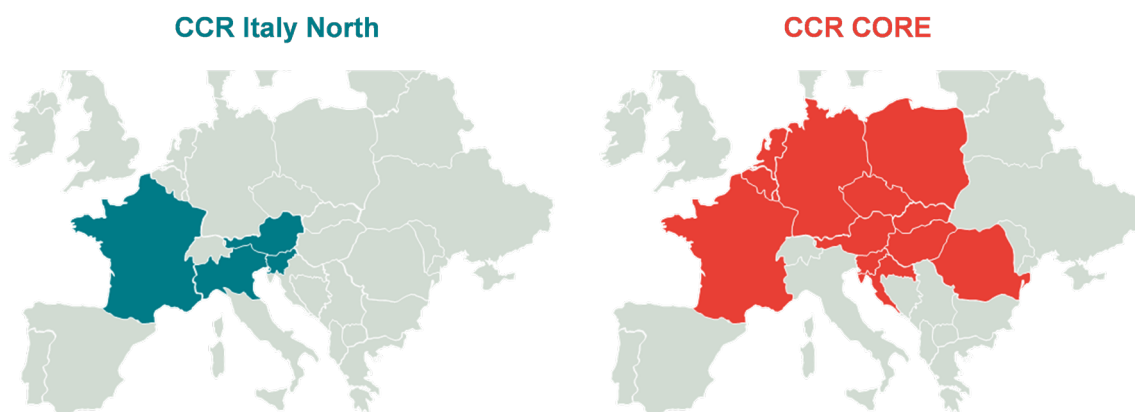


Abbildung 1: Kapazitätsberechnungsregionen ITN und CORE (Quelle: Frontier Economics auf Basis von ACER Definition of the Capacity Calculation Regions (CCRs) Annex I)

In allen Szenarien wurde angenommen, dass der Ausbau des Schweizer Übertragungsnetzes zum «Strategischen Netz 2025» plangemäss vorankommt. Eine Verzögerung des Netzausbaus könnte die in dieser Studie angenommenen Importkapazitäten ebenfalls reduzieren.

Für die einzelnen Szenarien wurden quantitative Analysen durchgeführt. Marktsimulationen des vortägigen Markts (Day-Ahead) zeigen die Handelsflüsse und die Auswirkungen auf die Wohlfahrt. Netzsimulationen und Analysen der Redispatch-Massnahmen zeigen Netzengpässe und die Kosten für ihre Behebung. Und schliesslich zeigen Generation Adequacy Analysen die Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit.

Auch qualitative Analysen wurden gemacht. Sie zeigen die Auswirkungen der verschiedenen Szenarien auf den untertägigen Markt (Intraday), den Markt für Regelleistung und Regelenergie (wichtig für Redispatch-Massnahmen), den Markt für Herkunftsnachweise und die Kapazitätsmärkte in den Nachbarländern der Schweiz.

Zudem wurde eine für das Schweizer Übertragungsnetz besonders schwierige Stresssituation definiert: Die beiden Reaktoren des Kernkraftwerks Beznau und ein Drittel der französischen Kernkraftwerke sind nicht verfügbar. Es steht also zu wenig Energie zur Verfügung. Diese eher unwahrscheinliche, aber nicht auszuschliessende Stresssituation steht beispielhaft für den gravierendsten aller denkbaren Versorgungsengpässe. Die Auswirkungen der Stresssituation wurden in allen Szenarien mit einer «Generation Adequacy» Analyse überprüft. Diese zeigt, ob genügend Kraftwerkskapazitäten im Inland oder aus dem grenzüberschreitenden Handel verfügbar sind, um eine sichere Versorgung zu gewährleisten.

RESULTATE

Szenario «Status Quo»

Dieses theoretische Szenario dient lediglich als Vergleich zu den anderen Szenarien. Es ist nur theoretischer Natur, da sich die Regulierung in der EU weiterentwickelt und neue Regeln umgesetzt werden müssen. Ein «weiter wie bisher» ist also nicht möglich.

Die Übertragungskapazitäten der Schweiz mit ihren Nachbarländern basieren in diesem Szenario auf den aus heutiger Sicht zu erwartenden Übertragungskapazitäten im Jahr 2025. Da die Schweiz physikalisch gut in das europäische Verbundnetz integriert ist, betragen die Exportkapazitäten bis zu 11'300 Megawatt (MW) und die Importkapazitäten bis zu 9'010 MW.

Die Reservierungen für die Schweizer Übertragungskapazitäten können aufgrund des fehlenden Stromabkommens oder fehlender Zusammenarbeitsverträge nicht für die 70%-Regel anerkannt werden. Die FBMC-Länder müssen daher 70% ihrer eigenen Übertragungskapazität in das FBMC geben. Dadurch kann es in bestimmten Situationen zu hohen Stromflüssen durch die Schweiz kommen. Insgesamt sind es 34 Terawattstunden (TWh) pro Jahr. Diese stammen aus dem Stromhandel der Schweiz und zu einem kleinen Teil aus dem FBMC-Handel der benachbarten Regionen. Es ergibt sich ein Grosshandelspreisniveau in der Schweiz von durchschnittlich 38,8 €/MWh. Dieses liegt leicht über dem von Deutschland und Frankreich, aber deutlich unter dem Preisniveau von Italien.

Wegen der hohen Handelskapazitäten hat dieses Szenario die höchsten Redispatchkosten. Sie liegen bei mindestens 809 Millionen Euro (für 48 TWh Redispatch) in den Regionen Schweiz, Deutschland, Frankreich, Norditalien und Österreich.

Szenario S1 «Keine Kooperation» (Worst Case)

Bestehende Kooperationen zwischen der Schweiz und der EU werden nicht weitergeführt und es werden keine neuen Kooperationen geschlossen. Die Nachbarländer der Schweiz können die 70%-Regel nur einhalten, wenn sie die Übertragungskapazität zur und von der Schweiz einschränken. Deshalb könnte die Schweiz in diesem Szenario nur noch maximal 2'670 MW Exportkapazität und maximal 2'750 Importkapazität kommerziell nutzen. Es kann also mehr als dreimal weniger importiert und mehr als viermal weniger exportiert werden. Betroffen sind auch die Langfristverträge der Schweiz mit französischen Kraftwerken, die in diesem Szenario keine Garantie auf ausreichend Übertragungskapazität haben. Nicht betrachtet werden in diesem Szenario technische Massnahmen, mit denen die Schweiz die ungeplanten Transitflüsse aus dem EU-Handel durch die Schweiz beschränken könnte.

In diesem Szenario steht in der definierten Stresssituation (KKW Beznau I+II und ein Drittel der französischen KKW nicht verfügbar) in der Schweiz zu wenig Energie zur Verfügung. Durch die tiefen Importkapazitäten und die Energieknappheit im Winter sinken die Füllstände in den Speicherkraftwerken rasch ab. Kritisch wird die Situation Ende März. Während 47 Stunden könnte dann der inländische Strombedarf nicht mehr gedeckt werden (Loss of Load Expectation LOLE), es fehlen 66 Gigawattstunden pro Jahr an Energie (Energy Not Served ENS). Unter ganz extremen Annahmen (zusätzliche Produktionsausfälle) könnte die Versorgung sogar bis zu 500 Stunden unterbrochen sein und mehr als 690 Gigawattstunden pro Jahr fehlen.

Da der Handel der Schweiz deutlich eingeschränkt ist, reduzieren sich auch die Transitflüsse durch die Schweiz auf 21 TWh (gegenüber 34 TWh im «Status Quo»). Die FBMC-Flüsse haben dabei mit 19 TWh den grössten Anteil.

Wegen der hohen Handelseinschränkungen gibt es in diesem Szenario weniger Netzengpässe und tiefere Redispatchkosten. Diese liegen bei 282 Millionen Euro (für 32 TWh Redispatch). Die meisten Engpässe liegen ausserhalb der Schweiz, so dass die Kosten überwiegend den Nachbarländern zugeordnet werden können.

Da der Stromhandel der Schweiz mit den Nachbarländern ab 2025 durch die 70%-Regel stark eingeschränkt ist, sinken die Einnahmen aus dem grenzüberschreitenden Handel (Engpassrenten). Das Grosshandelspreisniveau in der Schweiz liegt in diesem Szenario bei durchschnittlich 41,3 €/MWh (Annahme: gute hydrologische Bedingungen für die Wasserkraftproduktion und bis 2025 Zubau von erneuerbaren Produktionsanlagen). Wie im «Status Quo» liegt das Preisniveau damit leicht über dem von Deutschland und Frankreich, aber deutlich unterhalb dem von Italien. Durch das niedrige Preisniveau entsteht für die Schweiz ein negativer Wohlfahrtseffekt von bis zu -150 Millionen Euro pro Jahr. In Jahren mit guten hydrologischen Bedingungen profitieren von den Wohlfahrtseffekten vor allem die Stromkonsumenten. In trockenen Jahren könnten die Strompreise jedoch sehr stark steigen. Im Vergleich zu den Szenarien mit Stromzusammenarbeit (S2, S3) sind die Wohlfahrtseffekte um 280 bis 300 Millionen Euro pro Jahr tiefer. Nicht eingerechnet sind darin die finanziellen Auswirkungen des fehlenden Zugangs zum Intraday-Markt, zum Regenergiemarkt, der Ausschluss aus den Kapazitätsmärkten und die Nicht-Anerkennung der Schweizer Herkunftsnachweise.

Szenario S2 «Technische Kooperation ITN/CORE»

Swissgrid schliesst Verträge ab mit den Übertragungsnetzbetreibern der Kapazitätsberechnungsregion Italy North ITN (dazu gehören Slowenien, Italien, Frankreich, Österreich) sowie mit den Übertragungsnetzbetreibern der Kapazitätsberechnungsregion CORE (dazu gehören Belgien, Deutschland, Frankreich, Kroatien, Niederlande, Österreich, Polen, Rumänien, Slowakei, Slowenien, Tschechien, Ungarn). Dazu braucht es jedoch die Zustimmung der nationalen Regulierungsbehörden der betroffenen Länder. Die Verträge beschränken die FBMC Transitflüsse durch die Schweiz und legen fest, wie die Übertragungskapazität an den Grenzen der Schweiz zu Norditalien, Frankreich, Deutschland und Österreich berechnet wird. Die Schweiz könnte im Szenario S2 maximal 8'690 MW Exportkapazität und maximal 9'310 MW Importkapazität kommerziell nutzen.

In diesem Szenario kann die definierte Stresssituation (KKW Beznau I+II und ein Drittel der französischen KKW nicht verfügbar) sicher bewältigt werden. In der Schweiz steht genügend Energie zur Verfügung (Generation Adequacy ist gewährleistet). Die Verträge mit ITN/CORE sichern die Übertragungskapazitäten an den Schweizer Grenzen zu Norditalien, Deutschland, Frankreich und Österreich. Zudem begrenzen sie die FBMC-Transite durch die Schweiz, was die Netzsicherheit weiter erhöht.

Im Szenario S2 werden zwei Varianten untersucht. In Variante a wird der FBMC-Handel durch Redispatch-Massnahmen gestützt und dadurch weniger eingeschränkt. Die Transitflüsse durch die Schweiz liegen in Variante a bei 32 TWh, wovon rund ein Viertel aus dem FBMC-Handel stammt. Die Redispatchkosten liegen bei 635 Millionen Euro (für 56 TWh Redispatch). Diese Kosten fallen überwiegend in Italien und Deutschland an.

In Variante b gibt es eine Kapazitätsreservierung der Grenzkapazitäten zwischen der Schweiz und Italien (Net Transfer Capacity NTC) zu Lasten des FBMC-Handels. Die Transitflüsse durch die Schweiz liegen in Variante b bei 23 TWh, die Redispatchkosten bei 307 Millionen Euro (für 26 TWh Redispatch). Ein Teil dieser Kosten fällt in Regionen an, die keine Grenzen zur Schweiz haben.

In Variante a liegt das Preisniveau in der Schweiz bei durchschnittlich 42,7 €/MWh, in Variante b bei 42,5 €/MWh. Die Wohlfahrtseffekte verbessern sich im Vergleich zum «Status Quo» um -10 Millionen Euro (Variante a) bis 136 Millionen Euro pro Jahr (b). Die Stromkonsumenten profitieren von diesen Wohlfahrtseffekten ein wenig mehr als die Produzenten. Gegenüber dem Szenario «Keine Kooperation» (S1) erhöht sich die Wohlfahrt um 140 (a) bis 286 Millionen Euro pro Jahr (b). Dies weil mehr Übertragungskapazitäten an den Schweizer Grenzen genutzt werden können und es höhere Erlöse (Engpassrenten) aus dem Stromhandel gibt.

Szenario S3 «Stromabkommen»

Das Abkommen stellt die Schweiz im EU-Strombinnenmarkt einem EU-Mitgliedstaat gleich. Damit sind alle EU-Regulierungsvorgaben einschliesslich der Vorgaben aus dem Clean Energy Package auch auf die Schweiz anwendbar. Die Schweiz nimmt am Flow Based Market Coupling (FBMC) teil. Über diesen Kapazitätsberechnungs- und Kapazitätsallokationsmechanismus wird der Stromhandel in der gesamten Region in Abhängigkeit von Preisdifferenzen und Übertragungskapazitäten so optimiert, dass die Wohlfahrt in der Region maximiert wird.

Dieses Szenario zeigt die engste Kooperation zwischen der Schweiz und ihren Nachbarländern. Es bietet zusätzliche Versorgungssicherheit und auch finanzielle Vorteile für die Schweiz. Die definierte Stresssituation (KKW Beznau I+II und ein Drittel der französischen KKW nicht verfügbar) kann hier am sichersten bewältigt werden, da die Generation Adequacy zusätzlich abgesichert wird. Denn in kritischen Versorgungssituationen können durch FBMC die Übertragungskapazitäten besser genutzt werden. Zudem gibt es klare Regeln für den Fall, dass in mehreren Regionen Versorgungssicherheitsprobleme auftreten.

Das Stromabkommen verhindert unkoordinierte Transitflüsse durch die Schweiz aus dem Handel der anderen Regionen. Die FBMC-Flüsse werden unter Berücksichtigung der Netzengpässe in der Schweiz optimiert und der tägliche Prozess der Kapazitätsberechnung vereinfacht. Die Transitflüsse durch die Schweiz liegen bei 21 TWh. Für diese Transite erhält die Schweiz im vollen Umfang Engpassrenten. Die Redispatchkosten liegen bei 259 Millionen Euro (für 30 TWh Redispatch). Ein Teil dieser Kosten fällt in Regionen an, die keine Grenzen zur Schweiz haben. Das Stromabkommen reduziert ausserdem die Schnittstellen und senkt so den Aufwand und die Risiken des Netzbetriebs zusätzlich.

Das Preisniveau in der Schweiz liegt in diesem Szenario bei durchschnittlich 41,4 €/MWh. Die Wohlfahrtseffekte verbessern sich im Vergleich zum «Status Quo» um 150 Millionen Euro pro Jahr, wovon vor allem die Stromkonsumenten profitieren. Gegenüber dem Szenario ohne Kooperation (S1) liegt die Wohlfahrt um 300 Millionen Euro pro Jahr höher. Dies weil die FBMC-Transitflüsse, also die Nutzung des Schweizer Stromnetzes durch den Handel anderer Länder, nun finanziell vergütet werden (Engpassrenten). Die implizite Kapazitätsvergabe im Day-Ahead und Intradaymarkt ermöglicht eine effizientere Nutzung der Übertragungskapazitäten, was die Wohlfahrt verbessert. Schweizer Energieunternehmen können gleichberechtigt am EU-Binnenmarkt teilnehmen einschliesslich der Teilmärkte wie dem Cross Border Intraday Markt (XBID) oder Regelenergieplattformen. Diese bieten Absatzmöglichkeiten für Leistung und Erzeugung aus den flexiblen Schweizer Kraftwerken. Positiv wirkt sich auch die Wieder-Anerkennung der Schweizer Herkunftsnachweise aus. Swissgrid hat durch die gleichberechtigte Teilnahme der Schweiz am FBMC zudem bessere Möglichkeiten, die ungeplanten Transitflüsse durch die Schweiz zu begrenzen.

FAZIT

- ▶ Die Flow Based Market Coupling (FBMC) Transitflüsse aus dem Stromhandel der Nachbarländer der Schweiz sind heute mit der EU nicht vertraglich festgelegt. Diese Transitflüsse sind heute schon hoch. Sie belasten das Schweizer Übertragungsnetz und gefährden zeitweise dessen sicheren Betrieb. Dieses Problem wird sich 2025 mit der vollständigen Umsetzung der 70%-Regel im FBMC deutlich verschärfen.
- ▶ Ein Szenario ohne eine vertraglich abgesicherte technische Zusammenarbeit (Szenario S1 «Keine Kooperation») ist für die Schweiz ungünstig: Die Versorgungssicherheit (Importeinschränkungen) und auch die Netzsicherheit (ungeplante Transitflüsse) wären geschwächt. In kritischen Situationen, beispielsweise einer Energieknappheit im Winter, könnte die Schweiz zu wenig Strom importieren. Zudem ergeben sich erhebliche negative Effekte auf die Wohlfahrt, von der sowohl Stromkonsumentinnen als auch Produzenten betroffen sind. Verglichen mit den Szenarien S2 und S3 fällt die Wohlfahrt ohne Kooperation um 280 bis 300 Mio. € pro Jahr niedriger aus.
- ▶ Vermehrte Netz- und Versorgungssicherheitsprobleme in der Schweiz wirken sich auch auf andere Länder in Europa aus. Eine zumindest minimale vertraglich abgesicherte technische Zusammenarbeit dürfte daher auch im Interesse der EU liegen.
- ▶ Die vertraglich abgesicherte technische Zusammenarbeit mit Italy North und CORE (Szenario S2 «Technische Kooperation ITN/CORE») würde die Netz- und Versorgungssicherheit der Schweiz verbessern. In kritischen Situationen würden für Stromimporte ausreichend Übertragungskapazitäten an den Grenzen der Schweiz zu Deutschland, Frankreich, Österreich und Italien zur Verfügung stehen. Zudem würden die Wohlfahrtseffekte deutlich positiver ausfallen.

- Ein Stromabkommen zwischen der Schweiz und der EU (Szenario S3 «Stromabkommen») hätte mehrere Vorteile gegenüber den vertraglichen Lösungen zwischen Swissgrid und den Übertragungsnetzbetreibern der benachbarten Kapazitätsberechnungsregionen. Swissgrid und die Schweizer Energieunternehmen könnten gleichberechtigt an allen Entscheid-Gremien, netzsicherheitsrelevanten Prozessen der EU und an allen Plattformen des EU-Strombinnenmarkts teilnehmen. Das würde die Netz- und Versorgungssicherheit der Schweiz und auch die positiven Wohlfahrtseffekte noch weiter verbessern.

		S1 Keine Kooperation	S2 (Variante a/b) Technische Kooperation		S3 Stromabkommen
QUANTITATIV	Wohlfahrtseffekte (volkswirtschaftlicher Mehrwert)	-150 Mio. €	-10 Mio. €	+136 Mio. €	+150 Mio. €
	Versorgungssicherheit im Jahr 2025	im Extremfall nicht gesichert	gesichert		gesichert
QUALITATIV	Operative Netzbetriebssicherheit	im Extremfall gefährdet	mit hohem Aufwand gewährleistet		gewährleistet
	Marktzugang für Schweizer Unternehmen zu den benachbarten Strommärkten	Marktzugang stark eingeschränkt	Marktzugang mit hohem Aufwand möglich		Marktzugang möglich

Abbildung 2: Vereinfachte Übersicht der Kooperationsszenarien

Zum ausführlichen Bericht "Analyse Stromzusammenarbeit CH – EU":
<https://www.newsadmin.ch/newsadmin/message/attachments/68518.pdf>